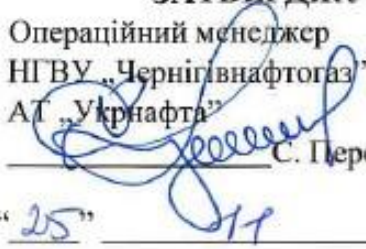


**АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „УКРНАФТА”  
(АТ „УКРНАФТА”)**

**ЗАТВЕРДЖУЮ:**

Операційний менеджер  
НГВУ „Чернігівнафтогаз”  
АТ „Укрнафта”

  
С. Перетятко

“ 25 ” 11 2025р.

14190

реєстраційний номер справи про ОВД планової діяльності

**З В І Т  
З ОЦІНКИ ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ  
ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ З ПОВЕРНЕННЯ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД  
(СПВ) В ПОГЛИНАЮЧИЙ ГОРИЗОНТ ТРИАСУ ПРИ ВИДОБУВАННІ КОРИСНИХ  
КОПАЛИН (ВУГЛЕВОДНІВ) В МЕЖАХ МАЛОДІВИЦЬКОГО НАФТОГАЗОВОГО  
РОДОВИЩА АТ ”УКРНАФТА”**

Начальник управління екологічної та  
радіаційної безпеки  
Департаменту ЕБ ОП та ПБ АТ „Укрнафта”

  
В. Новоставський

“ 25 ” 11 2025 р.

Старший інженер з екологічної та  
радіаційної безпеки СЕ та РБ (Схід)  
НГВУ „Чернігівнафтогаз”  
АТ „Укрнафта”

  
І. Філозоп

“ 25 ” 11 2025 р.

Нафтогазовидобувне управління „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта”  
Адреса: 17500, Чернігівська обл., м. Придуки, вул. XXXXXXXXXX  
Телефон +38(04637) 3-21-98  
Ідентифікаційний код 00136573

**м. Київ – 2025 р.**

**СПИСОК АВТОРІВ-ВИКОНАВЦІВ**Виконавець:

Начальник служби охорони довкілля і  
моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”



А. Пукіш

Виконавець:

Провідний фахівець служби охорони довкілля і  
моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”



І. Патрій

## Зміст

1	Опис планової діяльності .....	7
1.1	Місце провадження планованої діяльності .....	7
1.2	Цілі планованої діяльності .....	12
1.3	Опис характеристик діяльності протягом виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності, у тому числі (за потреби) роботи з демонтажу, та потреби (обмеження) у використанні земельних ділянок під час виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності (додаються у разі наявності: документи, які підтверджують право користування (власності) земельною ділянкою, та/або документи, що підтверджують відповідність планованої діяльності затвердженій містобудівній документації відповідно до вимог законодавства).....	13
1.4	Опис основних характеристик планованої діяльності.....	17
1.5	Оцінка за видами та кількістю очікуваних відходів, викидів (скидів), забруднення води, повітря, ґрунту та надр, шумового, вібраційного, світлового, теплового та радіаційного забруднення, а також випромінювання, які виникають у результаті провадження планової діяльності.....	21
1.5.1	Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря .....	21
1.5.2	Оцінка очікуваних впливів на водне середовище .....	26
1.5.3	Оцінка очікуваних впливів на ґрунти та надра .....	29
1.5.4	Оцінка та характеристика очікуваних утворюваних відходів .....	31
1.5.5	Радіаційне забруднення та випромінювання .....	31
1.5.6	Вплив електромагнітних випромінювань (електричних полів).....	32
1.5.7	Шумовий, вібраційний, світловий, тепловий впливи .....	32
2	Опис виправданих альтернатив планованої діяльності, основних причин обрання запропонованого варіанта з урахуванням екологічних наслідків .....	34
3	Опис поточного стану довкілля (базовий сценарій) та опис його ймовірної зміни без здійснення планованої діяльності в межах того, наскільки природні зміни від базового сценарію можуть бути оцінені на основі доступної екологічної інформації та наукових знань .....	36
3.1	Дані про стан атмосферного повітря.....	36
3.2	Кліматична характеристика району розміщення об'єкта.....	37
3.3	Дані про радіаційний стан .....	41
3.4	Геологічні умови .....	43
3.5	Дані про стан підземних та поверхневих вод.....	44
3.6	Дані про стан ґрунтового покриву.....	48
3.7	Стан флори і фауни .....	49
3.8	Опис об'єктів природно-заповідного фонду .....	53
3.9	Опис стану техногенного середовища .....	55
3.10	Соціально-економічні умови.....	56
3.11	Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності.....	56
4	Опис факторів довкілля, які ймовірно зазнають впливу з боку планованої діяльності..	57
5	Опис і оцінка можливого впливу на довкілля планованої діяльності .....	62
5.1	Клімат і мікроклімат .....	62
5.2	Повітряне середовище .....	62
5.2.1	Фонове забруднення атмосферного повітря.....	62
5.2.2	Характеристика основних джерел забруднення повітряного середовища.....	63
5.2.3	Розрахунок викидів забруднюючих речовин від установок „Озна” та „Супутник”.....	71
5.2.4	Розрахунок викидів забруднюючих речовин від резервуарів.....	72
5.2.5	Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємностей хімреагентів .....	73
5.2.6	Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні деемульгатора .....	74

5.2.7 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємності хімреагентів.....	75
5.2.8 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при спалюванні газу на факелі ...	76
5.2.9 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні нафти .....	78
5.2.10 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при наливі нафти в автоцистерни .....	79
5.2.11 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від резервуарів.....	80
5.2.12 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні хімреагентів .....	81
5.2.13 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємності хімреагентів.....	82
5.2.14 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні нафти .....	83
5.2.15 Максимально-разові, валові та сумарні викиди забруднюючих речовин в атмосферу від усіх джерел ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища .....	84
5.2.13 Заходи, які регулюють викиди в період несприятливих метеорологічних умов .....	87
5.2.14 Розрахунок і аналіз величин приземних концентрацій забруднюючих речовин при несприятливих метеорологічних умовах.....	88
5.2.15 Уточнення розмірів санітарно-захисної зони з урахуванням „рози” вітрів .....	89
5.2.16 Аналіз шумового впливу на навколишнє середовище .....	90
5.2.17 Оцінка ризику планової діяльності щодо природного, соціального та техногенного середовищ.....	93
5.2.18 Оцінка можливого кумулятивного впливу інших наявних об’єктів планованої діяльності .....	95
5.3 Геологічне середовище .....	97
5.3.1 Характеристика геологічної будови .....	97
5.3.2 Вплив проекрованої діяльності на геологічне середовище.....	105
5.4 Водне середовище .....	107
5.4.1 Вплив проекрованої діяльності на водне середовище .....	107
5.4.2 Водоспоживання та водовідведення.....	111
5.5 Ґрунти.....	112
5.6 Оцінка ризику впливу планованої діяльності через можливість виникнення надзвичайних ситуацій.....	113
5.7 Вплив планованої діяльності на клімат, у тому числі характер і масштаби викидів парникових газів, та чутливістю діяльності до зміни клімату .....	116
5.8 Технологія і речовини, що використовуються .....	116
6 Опис методів прогнозування, що використовувались для оцінки впливів на довкілля	118
7 Опис передбачених заходів, спрямованих на запобігання, відвернення, уникнення, зменшення, усунення значного негативного впливу на довкілля .....	118
7.1 Основні технологічні рішення і заходи.....	118
7.2 Контроль процесу повернення СПВ на Малодівицькому родовищі .....	119
7.3 Заходи щодо зниження корозійної активності СПВ.....	120
7.4 Заходи по зменшенню та запобіганню шкідливого впливу процесу повернення СПВ на геологічне середовище .....	121
7.5 Компенсаційні заходи .....	121
8 Опис очікуваного значного негативного впливу діяльності на довкілля, зумовленого вразливістю проекту до ризиків надзвичайних ситуацій, заходів запобігання чи пом’якшення впливу надзвичайних ситуацій на довкілля та заходів реагування на надзвичайні ситуації .....	122
9 Визначення усіх труднощів (технічних недоліків, відсутності достатніх технічних засобів або знань), виявлених у процесі підготовки звіту з оцінки впливу на навколишнє середовище.....	123
10 Усі зауваження і пропозиції громадськості до планованої діяльності .....	124
11 Стислий зміст програм моніторингу та контролю щодо впливу на навколишнє середовище.....	124
12 Резюме нетехнічного характеру.....	127

13 Список посилань .....	134
Додаток 1 Спеціальний дозвіл на користування надрами. Договори оренди земельних ділянок.....	136
Додаток 2 Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА про видачу величин фонових концентрацій забруднюючих речовин .....	144
Додаток 3 Лист Чернігівського обласного центру з гідрометеорології щодо кліматичної характеристики.....	148
Додаток 4 Розрахунки розсіювання забруднюючих речовин в атмосфері.....	149
Додаток 5 Свідоцтво про технічну компетентність Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ „Укрнафта” .....	159
Додаток 6 Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо зауважень громадськості .....	160
Додаток 7 Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо природно-заповідного фонду .....	161
Додаток 8 Копії договорів на передачу відходів.....	162

**ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

АТ	Акціонерне товариство
НГВУ	Нафтогазовидобувне управління
ЦВНГ	Цех видобутку нафти і газу
УНТС	Установка низькотемпературної сепарації
СПВ	Супутньо-пластові води
ГЗСУ	Групова замірна сепараційна установка
ППТ	Підтримка пластового тиску
ДСТУ	Державний СТандарт України
МТГ	Міська територіальна громада
ДСП	Державний стандарт підприємства
НРБУ	Норми радіаційної безпеки України
ДБН	Державні будівельні норми
ОДА	Обласна державна адміністрація
КП	Комунальне підприємство
ТОВ	Товариство з обмеженою відповідальністю
ДУ	Державна установа
ДДз	Дніпровсько-Донецька западина
ПнШ	Північна широта
СхД	Східна довгота
ККД	Кофіцієнт корисної дії
ДСН	Державні санітарні норми
КТУ	Кінцева трапна установка
ГЗУ	Групова замірна установка
МОЗ	Міністерство охорони здоров'я
ТОВ	Товариство з обмеженою відповідальністю
КМУ	Кабінет Міністрів України
СЗЗ	Санітарно-захисна зона
НД	Насос дозуючий
ГПЗ	Газопереробний завод
ГДК	Гранично допустима концентрація
ОБРД	Орієнтовно-безпечні рівні діяння
ГДР	Гранично допустимий рівень
ІНВ	Індекс насичення води
ПЛЛА	План локалізації і ліквідації аварій
ПЕД	Потужність експозиційної дози
МВВ	Методика виконання вимірювань
НМУ	Несприятливі метеорологічні умови
ЕОМ	Електронно-обчислювальна машина
ОВД	Оцінка впливу на довкілля
ПЗФ	Природно-заповідний фонд
УПС	Установка попереднього скиду
ТПВ	Тверді побудові відходи
НГС	Нафтогазосепаратор
РВС	Резервуар вертикальний сталевий
КНС	Кущова насосна станція

## 1 ОПИС ПЛАНОВОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

### 1.1 Місце провадження планованої діяльності

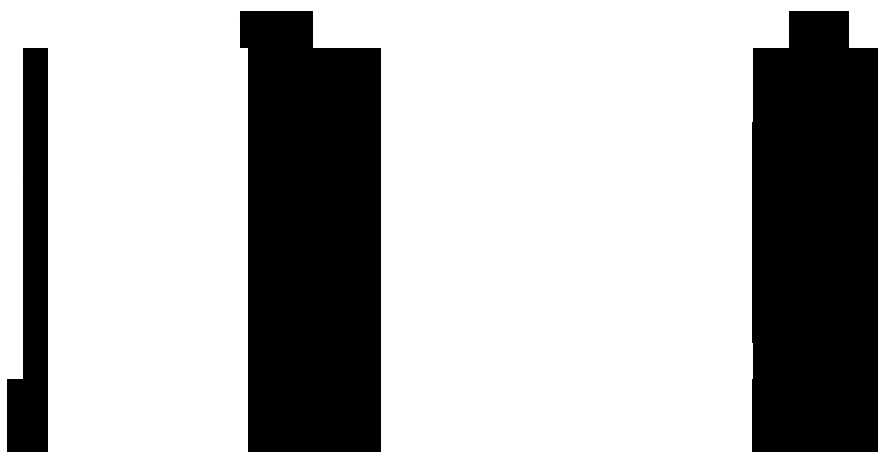
В адміністративному відношенні Малодівицьке нафтове родовище розташоване на території Прилуцького району Чернігівської області в 18 км на північний захід від м. Прилуки. Безпосередньо на площі родовища розташоване північно-східна частина селища Мала Дівиця, яке розділене річкою Галка. Інші найближчі села: Велика Дівиця, Радьківка, Обичів, міста Ічня, Ніжин. Сполучення між селами і населеними пунктами по дорогах з твердим покриттям (рисунок 1.1) Найближча залізнична станція Галка знаходиться безпосередньо на північній околиці селища Мала Дівиця на площі ліцензійної ділянки, а вузлова залізнична станція в м. Прилуки.

У безпосередній близькості від Малодівицького родовища розташовані Прилуцьке, Щурівське, Монастирищанське, Мільківське і Леляківське родовища.

З південного сходу на північний захід в районі родовища проходять залізниця та шосейна дорога Прилуки-Ніжин, які його зв'язують з основними промисловими центрами. Грунтові дороги в осінньо-зимовий період для переміщення транспорту мало придатні.

В геоморфологічному відношенні площа родовища знаходиться в межах північно-західної частини Придніпровської низовини та являє собою горбисту рівнину, розчленовану долинами річок, ярами та балками із загальним незначним нахилом в південно-західному напрямку. Максимальні висотні відмітки рельєфу на ділянці родовища досягають 140 м і пов'язані з вододілами, мінімальні приурочені до заплави річок і становлять близько 116 м над рівнем моря.

Площа ліцензійної ділянки Малодівицького родовища згідно Дозволу на спеціальне користування надрами [REDACTED] від 05.10.1998 р., строк дії дозволу продовжено до 05.10.2038 р. та внесені зміни наказами Державної служби геології та надр України від 26.12.2018 [REDACTED], складає 8,38 км<sup>2</sup>. (Додаток 1)



На рис. 1.1 наведена схема меж ліцензійної ділянки Малодівицького родовища.

Для розробки Малодівицького родовища Нафтогазовидобувне управління „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” здійснює свою виробничу діяльність на земельних ділянках на правах постійного користування землею на площі 19,324 га (Державні акти серії [REDACTED] та серії [REDACTED] на право постійного користування землею НГВУ „Чернігівнафтогаз” на території Малодівицької сільської ради від 01.06.2000 р. зареєстровано в Книзі записів державних актів на право постійного користування земельними ділянками за №№ [REDACTED]). Скановані копії Державних актів наведено в додатку А.

Крім того, на основі трьох договорів оренди земельних ділянок терміном на 25 років між НГВУ „Чернігівнафтогаз” та Прилуцькою РДА від 09.07.2004 р. (два договори) та один - від 07.10.2011 р. НГВУ на правах довгострокової оренди користується

земельними ділянками на території Обичівської сільської ради загальною площею 1,2760 га.

**Груповою замірною установкою ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта”** знаходиться біля селища Мала Дівиця Прилуцького району Чернігівської обл.

Найближча житлова забудова розміщена: в західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця; в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Проммайданчик оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 25** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північно-східному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в південно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 36** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 41** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північно-східному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в південно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

**Свердловина 49** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північно-західному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в південно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в південно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

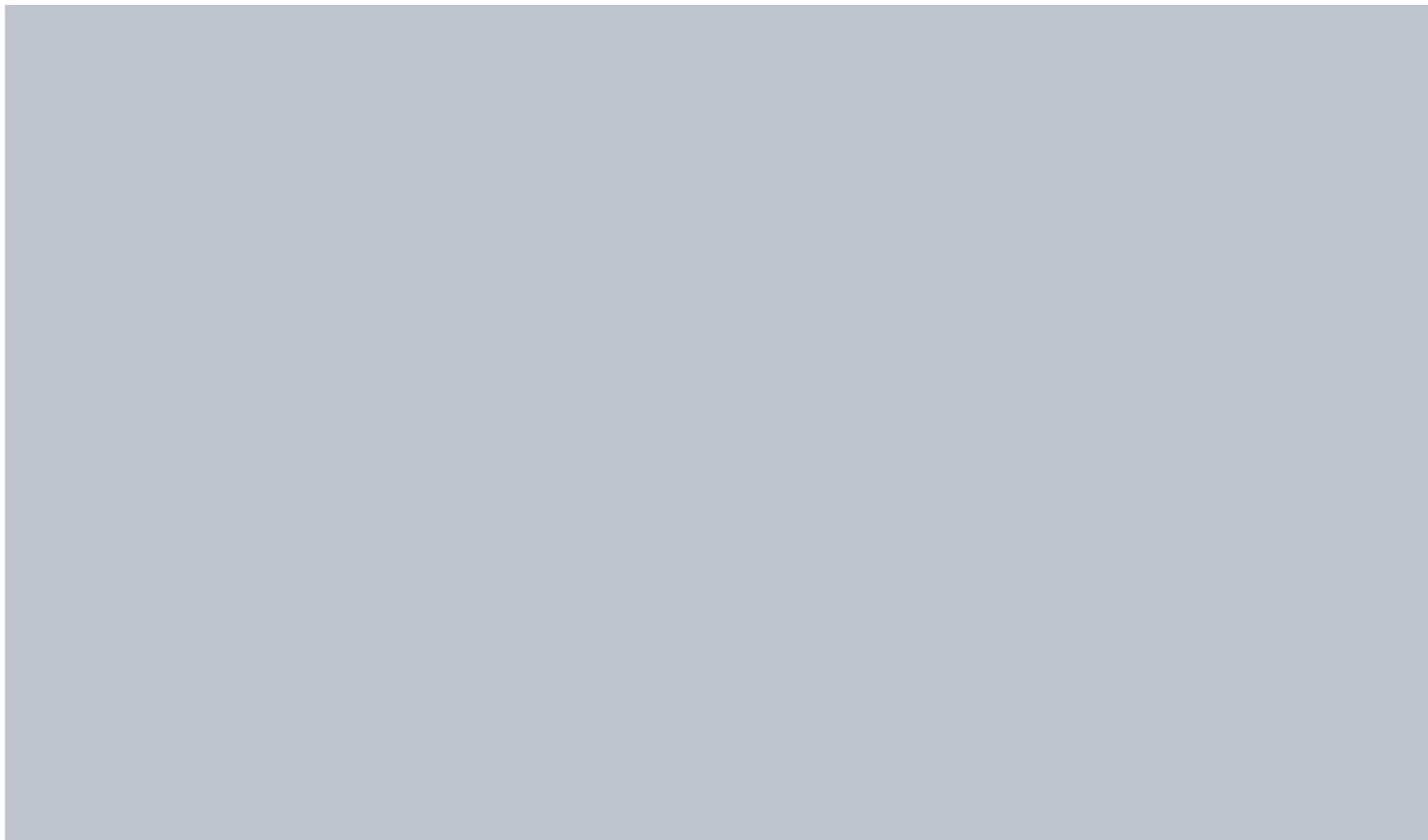
Нормативна санітарно-захисна зона для всіх промислових об’єктів Малодівицького родовища витримана.

Відповідно до Санітарної класифікації підприємств, виробництв та споруд (Додаток 4 до Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів ДСП-173-96) промислові майданчики Малодівицького родовища відносяться до 3 класу небезпеки (розділ „Підприємства по видобуванню руд та нерудних копалин”, клас III, санітарно-захисна зона 300 м, п. 1 „Підприємство по видобуванню нафти при викиді сірководню до 0,5 т/д з малим вмістом летких вуглеводнів”), і для них встановлено нормативний розмір санітарно-захисної зони 300 м.

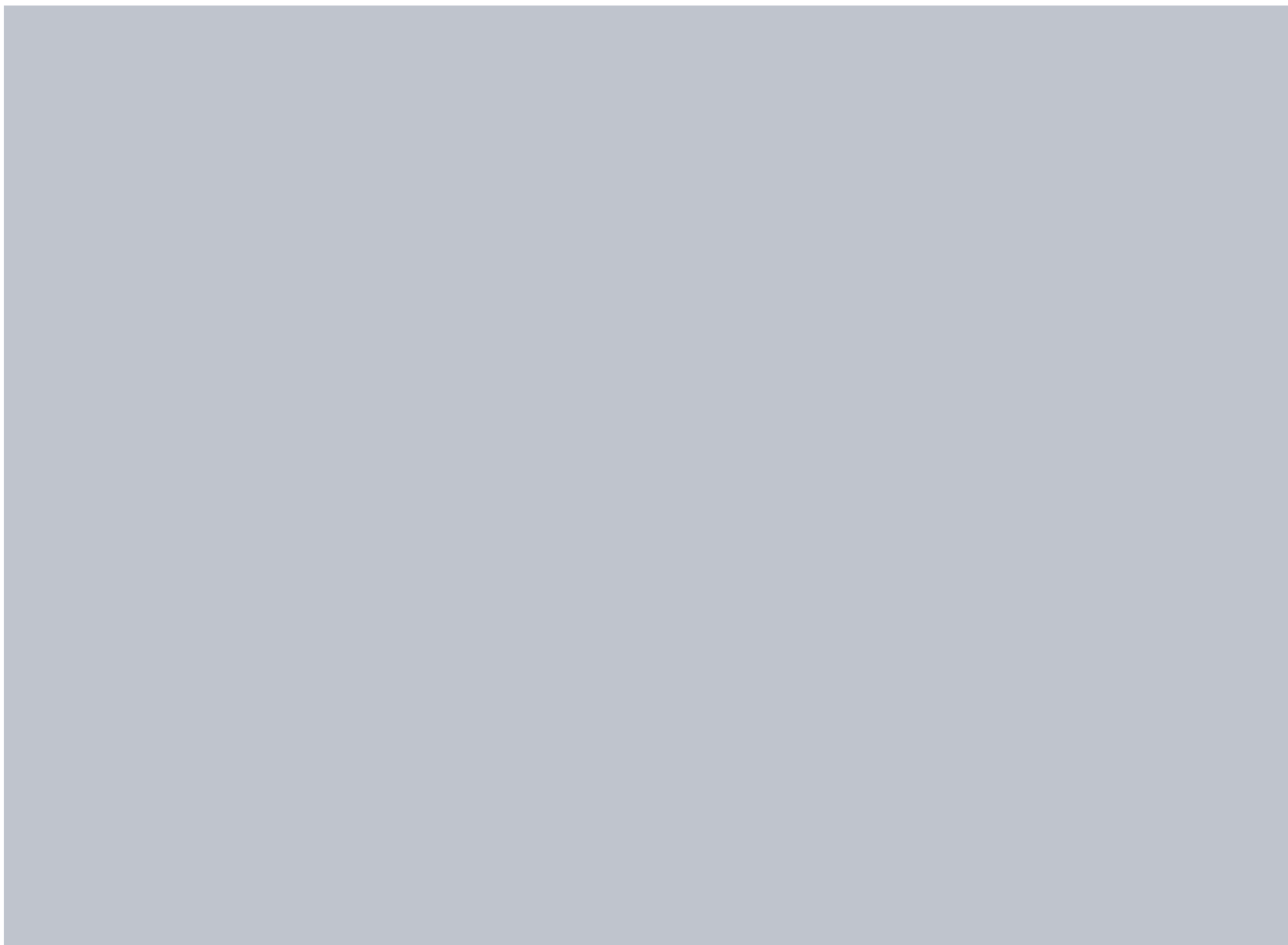
В межах ліцензійної ділянки Малодівицького родовища об'єкти природно-заповідного фонду відсутні (лист ОДА за № 08-08/2142 від 19.09.2024 р.).

Оглядова карта розміщення виробничих об'єктів Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” наведена на рисунку 1.2.

Копії Державних актів на право постійного користування землею та договори оренди землі наведені у Додатку 1.



**Рисунок 1.1** – Схема меж спеціального дозволу на користування надрами Малодівницького родовища



**Рисунок 1.2** – Оглядова карта розміщення виробничих об'єктів Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта”

## 1.2 Цілі планованої діяльності

Ціллю планованої діяльності є повернення супутньо-пластових вод (СПВ) в поглинаючий горизонт тріасу при видобуванні корисних копалин (вуглеводнів) в межах Малодівицького нафтогазового родовища. АТ „Укрнафта”.

В умовах Малодівицького родовища найбільш прийнятним методом, що забезпечує зменшення ризику забруднення навколишнього природного середовища, є повернення СПВ у тріасовий пласт-колектор.

Цьому сприяє створена до теперішнього часу система інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Вказана система повністю дозволяє повертати супутньо-пластові води у тріасовий горизонт.

Об'єми СПВ згідно з проєктними розрахунками за нормальних умов очікуються близько 700 м<sup>3</sup>/д, для повернення СПВ планується залучення трьох свердловин, за умов виникнення виробничих ускладнень до повернення СПВ можуть бути залучені четверта резервна свердловина. Проєктом передбачається для повернення СПВ Малодівицького родовища використати поглинальні свердловини 25, 36, 41, (49 – резервна) які розташовані неподалік ГЗСУ та не застосовуються для розробки покладів.

У випадку виникнення аварії на будь-якій із основних поглинальних свердловин, при неможливості їх використання (виходу з ладу), або за наявності іншої технологічної чи технічної проблеми, пов'язаної з експлуатацією підземного та надземного обладнання, рекомендовано використання резервних свердловин для скиду СПВ. В якості резервних можна розглядати свердловини фонду не діючих свердловин. Проаналізувавши фонд свердловин, як резервну, за потреби, у разі необхідності, рекомендується використовувати свердловину 49, яка після проведення робіт з ліквідації аварії (29.11.2011 – 25.01.2012 рр.) перебувала в бездії, а потім і станом на 01.01.2022 р. в очікуванні ліквідації по технічним причинам на горизонті В-16 (блок).

Сумарний об'єм СПВ, який можуть поглинути вказані свердловини при робочих значеннях тиску на гирлі, становить 700 м<sup>3</sup>/д.

АТ „Укрнафта”, яке проводить розробку родовища, має всі необхідні матеріально-технічні, фінансові і кадрові ресурси для видобування вуглеводневої сировини на Малодівицькому родовищі.

АТ „Укрнафта” проводить промислову розробку Малодівицького родовища у відповідності до вимог діючого законодавства. З метою збереження навколишнього середовища при проведенні видобування вуглеводнів використовуються екологічно безпечні методи будівництва промислових об'єктів видобування, транспортування та підготовки нафти і газу. Технології відповідають вимогам міжнародного стандарту ISO 14001-2005 і закладаються в основу проєктів на будівництво промислових об'єктів з видобування, транспортування та підготовки продукції, які погоджуються відповідними органами державної влади.

**1.3 Опис характеристик діяльності протягом виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності, у тому числі (за потреби) роботи з демонтажу, та потреби (обмеження) у використанні земельних ділянок під час виконання підготовчих і будівельних робіт та провадження планованої діяльності (додаються у разі наявності: документи, які підтверджують право користування (власності) земельною ділянкою, та/або документи, що підтверджують відповідність планованої діяльності затвердженій містобудівній документації відповідно до вимог законодавства)**

Планованою діяльністю передбачається продовження промислової розробки Малоодівницького нафтогазового родовища із видобутку вуглеводневої сировини.

Малоодівницьке нафтове родовище відкрите Прилуцькою експедицією глибокого буріння тресту „Чернігівнафтогазрозвідка” у 1971 р.

Пошуково-розвідувальні роботи на Малоодівницькій площі були розпочаті в 1963 р. Були пробурені 4 свердловини (1, 2 3, 4), які не виявили у розрізі ознак нафтогазоносності.

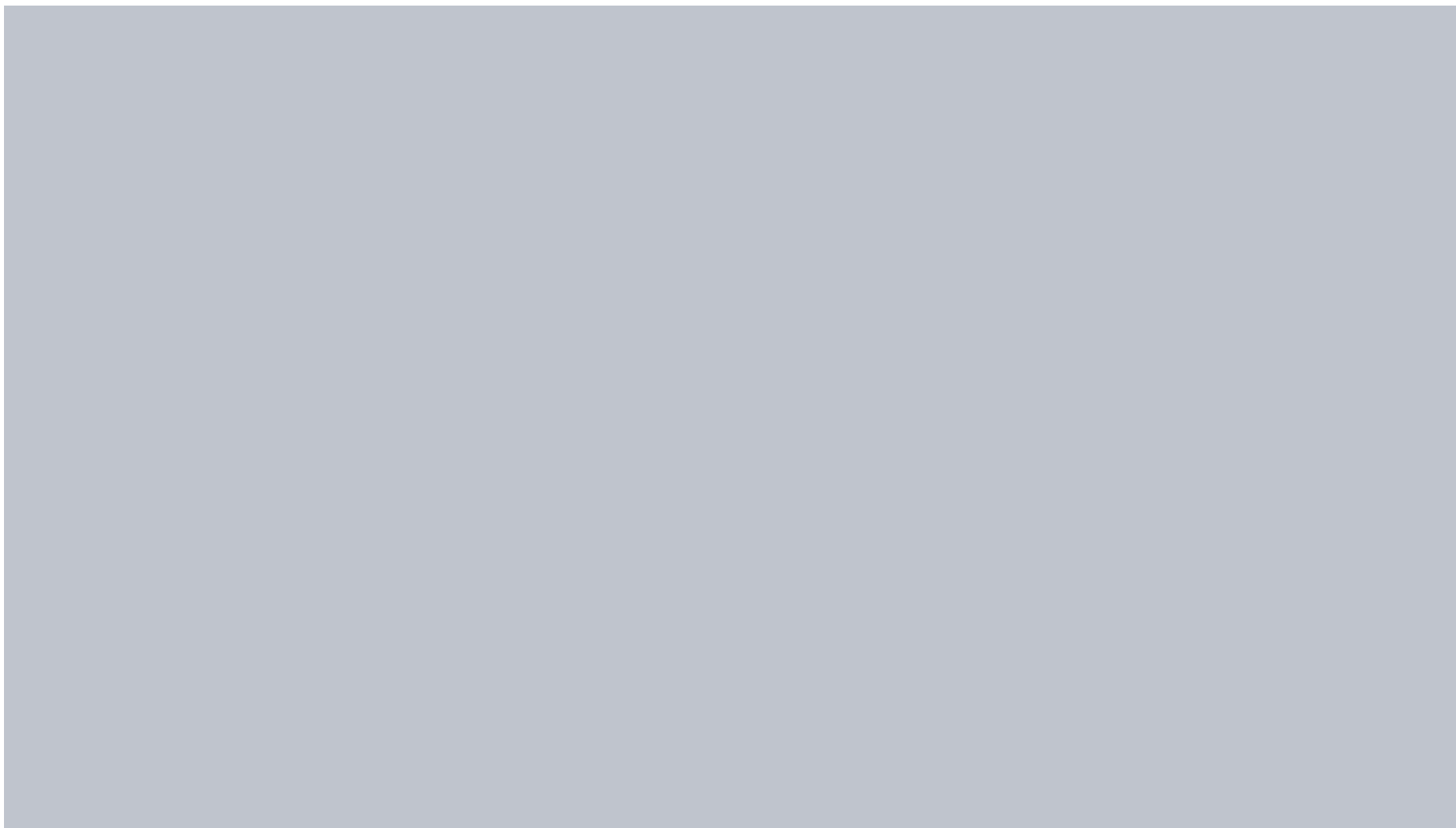
У зв'язку з негативними результатами, подальше буріння на площі було припинено і відновлено в 1970 році бурінням свердловини 5. А в жовтні 1971 р. при випробуванні горизонту В-15 із пошукової свердловини 5 було отримано промисловий приплив нафти. В дослідно-промислову експлуатацію родовище введене в 1971 р. У промисловій розробці родовище знаходиться з 1974 року.

Після фазового розділення вуглеводневої продукції на нафту, газ та воду, пластова вода поступає в систему підтримання пластового тиску (ППТ) і далі на нагнітальні та поглинальні свердловини Малоодівницького родовища.

Підготовка пластової води, тобто очистка її від нафтопродуктів і механічних домішок ведеться механічним методом з досягненням відповідного залишкового вмісту цих компонентів, що відповідає вимогам технологічних регламентів на пластову воду, яка закачується на Малоодівницькому родовищі з метою підтримання пластового тиску.

Закачування пластової води в продуктивні горизонти Малоодівницького родовища здійснюється за допомогою нагнітальних та поглинальних свердловин. Пластова вода надходить до свердловин по трубопроводах.

Технологічна схема системи ППТ та скиду пластової води Малоодівницького родовища наведена на рисунку 1.3.



**Рисунок 1.3** – Технологічна схема системи ППТ та скиду пластової води Малодівницького родовища

Для підтримки пластового тиску використовують нагнітальні свердловини 9 і 14.

Для повернення СПВ пропонується використати поглинальні свердловини 25, 36, 41 (49 – резервна), які розташовані неподалік ГЗСУ та не застосовуються для розробки покладів нафти і газу.

Характеристика шлейфів водогонів до нагнітальних та поглинальних свердловин Малоодівницького родовища наведено в таблиці 1.1.

**Таблиця 1.1** – Характеристика шлейфів водогонів до нагнітальних та поглинальних свердловин Малоодівницького родовища

Номер свердловини	Діаметр, мм	Довжина, м	Під'єднання свердловини
9 (нагнітальна)	114×10	60	Підключена до КНС
14 (нагнітальна)	89×6	472	Підключена до КНС
25 (поглинальна)	114×10	250	Підключена до водогону 41
36 (поглинальна)	114×10	420	Підключена до водогону 41
41 (поглинальна)	114×10	1100	Підключена до КНС

Характеристика нагнітальних та поглинальних свердловин Малоодівницького родовища наведена в таблиці 1.2.

**Таблиця 1.2** – Характеристика нагнітальних та поглинальних свердловин Малоодівницького родовища

Номер свердловини	Горизонт	Діаметр колони, мм	Інтервал перфорації, м	Насосно-компресорні труби		Тиск на виході насоса, МПа	Тиск на гирлі св-ни, МПа	Середньодобова закачка, м <sup>3</sup>
				діаметр, дюйм	глибина спуску, м			
9	С 8-9	146	2704-2712	2,5	1642	8,0	8,0	8
14	Б 12 С 8-9	168/146	2618-2693	2,5	2591	9,8	9,6	28
25	T <sub>1</sub> dr	168/146	1450-1470	2,5	1250	4,0	3,6	187
36	T <sub>1</sub> dr	168/146	1660-1700	2,5	1599	0,7	0	306
41	T <sub>1</sub> dr	168/146	1630-1670	2,5	1579	4,0	3,5	202

Конструкція поглинальних та нагнітальних свердловин родовища є типовою. Нижче наведено характеристику та конструкції свердловин.

#### **Свердловина 25**

Конструкція свердловини наступна:

- направлення діаметром 351 мм, довжиною 27 м (зацементовано до гирла);
- кондуктор діаметром 245 мм, довжиною 1421,5 м (зацементований до гирла);
- експлуатаційна колона 168 мм зацементована в інтервалі 137 – 1936,4 м;
- експлуатаційна колона 146 мм зацементована в інтервалі 1936,4 – 2989 м.

Штучний вибій становив (21.03.2002 р) 1756 м.

#### **Свердловина 36**

Конструкція свердловини наступна:

- направлення діаметром 351 мм, довжиною 29 м (зацементовано до гирла);
- технічна колона діаметром 245 мм, довжиною 1404,3 м (зацементована до гирла);
- експлуатаційна колона 168 мм довжиною 2605,3 м (зацементована до гирла);

– експлуатаційна колона 146 мм зацементована в інтервалі 2605,3 – 2987,5 м.  
Штучний вибій становив (03.09.2005 р) 2000 м.

#### **Свердловина 41**

Конструкція свердловини наступна:

- направлення діаметром 324 мм, довжиною 52 м (зацементовано до гирла);
- кондуктор діаметром 245 мм, довжиною 1966,3 м (зацементована до гирла);
- експлуатаційна колона 168 мм довжиною 2599,8 м (зацементована до гирла);
- експлуатаційна колона 146 мм зацементована в інтервалі 2599,8 – 2860 м.

Штучний вибій становив (24.12.2001 р) 1809 м.

#### **Свердловина 49**

Конструкція свердловини наступна:

- кондуктор діаметром 324 мм, довжиною 252 м (зацементовано до гирла);
- технічна колона діаметром 245 мм, довжиною 1966,3 м (зацементовано до гирла);
- експлуатаційна колона 146 мм довжиною 2933,2 м (зацементовано до гирла);

Штучний вибій становив (22.01.2010 р) 2741 м.

Поглиналильні свердловини обладнуються наземним і внутрішньосвердловинним обладнанням. На усті встановлюється спеціальна арматура, розрахована на максимально очікуваний тиск нагнітання. Гирлова арматура або нагнітальний трубопровід обладнуються зворотним клапаном для запобігання перетіканню води, що повертається в пласт із свердловини під час аварії чи тимчасового припинення нагнітання. Закачування СПВ здійснюють лише через колону насосно-компресорних труб (НКТ), спущену до верхніх отворів інтервалу перфорації та ізольовану пакером. Нижню частину колони НКТ обладнують воронкою для забезпечення безаварійного підняття глибинних вимірювальних приладів під час проведення дослідних робіт. Для контролю за технологічними режимами роботи свердловин та гирлового обладнання поглиналильні свердловини обладнуються манометрами і термометрами для контролю за тисками і температурою агентів впливу, пристроями для регулювання тиску і приймальності свердловин. Герметичність обсадної колони і відсутність загрубної циркуляції у свердловинах визначаються шляхом аналізу гирлових тисків, кривих відновлення гирлового тиску, дослідженнями із застосуванням глибинних витратомірів, резистивіметрів, електротермометрів, радіоактивних ізотопів, інтервального опресування за допомогою пакера на трубах. Обладнання для нагнітання (насосне, компресорне тощо) має забезпечити нагнітання в передбачених проектами обсягах. Від обладнання для нагнітання до кожної свердловини прокладаються трубопроводи, діаметр і довжина яких визначаються відповідно до обсягів і тисків нагнітання, до розміщення свердловин відносно розподільних пунктів і обладнання. Водопроводи до свердловин повинні укладатись у траншеї на глибину, яка б запобігала замерзанню води на випадок припинення закачування води в зимовий період. Для запобігання корозії повинно застосовуватись обладнання в антикорозійному виконанні, а система трубопроводів і НКТ повинні мати спеціальне покриття або інгібіторний захист.

Лінії подачі води до початку робіт повинні опресовуватись на півторакратний очікуваний робочий тиск. Перед початком робіт з подачі води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

Комплекс робіт по переведенню свердловин у нагнітальний фонд передбачає проведення ізоляційних робіт, робіт з метою перевірки герметичності цементних мостів, перфорацію експлуатаційних колон навпроти пласта-колектора та проведення геофізичних спостережень з метою визначення приймальності при різних тисках на гирлі. Під час досліджень необхідно не допускати попадання пластових вод на ґрунт.

Технологічна схема повернення СПВ у надра передбачає надійну конструкцію поглинаючих свердловин, регламент до технологічного процесу закачування та ефективну систему контролю, що дозволяє з високим ступенем оперативності й достовірності оцінювати технічний і технологічний стан процесу повернення супутніх пластових вод.

Діяльність НГВУ „Чернігівнафтогаз” здійснюється на території Прилуцького району Чернігівської області в межах спеціального дозволу на користування надрами. Земельні ділянки під території свердловин та виробничі об’єкти отримано у відповідності до законодавства України, про що є відповідні Акти на право користування земельними ділянками та договори оренди (Додаток 1).

#### **1.4 Опис основних характеристик планованої діяльності**

Видобування нафти і газу на Малодівицькому родовищі здійснюється структурним підрозділом АТ „Укрнафта” НГВУ „Чернігівнафтогаз”.

Продукція нафтових свердловин Малодівицького родовища по викидних лініях поступає на ГЗУ-3 (групову замірну установку) („Спутник АМ-40”) Малодівицького родовища, де проводиться по черзі їх індивідуальний замір дебіту нафти.

Схема трубопроводів системи збору продукції Малодівицького родовища наведено на рисунку 1.4.

У „Спутнику” за допомогою ПСМ („переключатель скважин многоходовой”) продукція однієї з свердловин спрямовується в замірний сепаратор „Спутника”, а продукція всіх інших свердловин в загальний колектор. Із загального колектора продукція свердловин Малодівицького родовища підключених до ГЗУ-3 поступає по нафтозбірному колектору „ГЗУ-3 – ГЗСУ” на ГЗСУ (групову замірну сепараційну установку) Малодівицького родовища.

Продукція нафтових свердловин Малодівицького родовища по викидних лініях поступає на ГЗУ „ОЗНА Імпульс”, яка виконує на даний час роль гребінки, що дає змогу почергово заміряти дебіт вищевказаних свердловин на установці „Спутник Б-40” № 2 ГЗСУ.

Також на „ОЗНА Імпульс” по нафтозбірному колектору „ГЗУ-3 – ГЗСУ” Малодівицького родовища надходить продукція свердловин Малодівицького родовища, які підключені до „Спутника АМ-40” на ГЗУ-3.

Для прискорення процесу деемульсації в газорідинний потік вводиться деемульгатор за допомогою блочної установки БР-25 (блок реагентний), який подається на вихід рідини з „Озна-Імпульс”.

Продукція свердловин із загальних колекторів групових замірних установок ГЗУ-3 та ГЗСУ надходить на УБС-6300-16 (С-2) (установку блочної сепарації), де відбувається перша ступінь сепарації нафтогазової суміші на газ та нафтоводяну суміш.

Газ з сепараційної установки через регулятор тиску подається для подальшого осушення в вертикальний газовий сепаратор С-3. Загальна рідина з сепараційної установки подається на нафтогазосепаратор (НГС) системи ППТ (підтримки пластового тиску).



**Рисунок 1.4**– Схема трубопроводів системи збору продукції Малодівицького родовища

В НГС проходить друга ступінь сепарації, де відокремлений газ надходить на сепаратор С-3, а рідина розділяється на воду і нафту.

Вода надходить до резервуарного парку системи ППТ, а нафта – в буферні ємності Е-1/1 і Е-1/2, звідки остаточно відокремлений газ також направляється для осушення в сепаратор С-3, а нафта – в РВС-2000 (резервуар вертикальний сталевий).

По мірі накопичення в РВС-2000 остаточно відділена вода насосом Н-9 відкачується в лінію прийому продукції зі „Супутників” на С-2. Нафта подається на прийом насосу Н-8, далі, пройшовши через вимірний вузол відкачується в пересувну автоцистерну. Автоцистернами нафта транспортується до Гнідинцівського ГПЗ (газопереробний завод, ГПЗ) для подальшої підготовки та переробки.

В сепараторі С-3 проходить осушення відсепарованого газу. Конденсат, по мірі накопичення, скидається в підземну ємність Е-3. Осушений газ з сепаратора С-3 надходить на вимірний вузол FLOBOSS, далі, через регулятор тиску надходить в газопровід „ГЗСУ МД – КТУ” (кінцева трапна установка), далі через МГБУ (ГПЗ) на ДКС Лесяки (ГПЗ), звідки газ транспортується до ГПЗ і далі до Качанівського ГПЗ. Частина осушеного газу через витратомір надходить на черговий паливний факел.

Технологічною схемою передбачена можливість надходження газонафтоводяної суміші в нафтопровід „Монастирище – Прилуки” через ежекторний майданчик.

Пластова вода з резервуарного парку надходить на КНС (кущову насосну станцію) на прийом насосів УЕВН (установка електровідцентрового насосу), встановлених в шурфах-свердловинах. Технологічним процесом передбачається закачування пластової води насосами в нагнітальні і в поглинальні свердловини.

Зачистка плівкової нафти з резервуарів РВС-100 №1, 2 (не працюють) та РВС-700 по мірі її накопичення здійснюється в підземну ємність Е-3 ГЗСУ, звідки періодично відкачується на ємності Е-1/1, Е-1/2 ГЗСУ. Стоки з майданчиків НГС та КНС направляються в підземну ємність Е-2 і відкачуються насосом Н-2 в резервуарний парк або в замірну ємність Е-4 ГЗСУ Малодівичького родовища. В таблиці 1.3 наведена специфікація основного обладнання ГЗСУ та ППТ Малодівичького родовища.

**Таблиця 1.3** – Специфікація основного обладнання ГЗСУ та ППТ

№ п/п	Позиція на схемі	Найменування обладнання	Середовище	Технічна характеристика
1	2	3	4	5
ГЗСУ				
1	С-1/1	Озна Імпульс-1-0-0300-14	Нафтогазоводяна суміш	Р=4 МПа; V=0,600 м <sup>3</sup> ; t=-40..+45 °С
2	С-1/2	Спутник Б-40	Нафтогазоводяна суміш	Р=4 МПа; V=0,890 м <sup>3</sup> ; t=-30..+100 °С
3	С-1/3	Спутник АМ-40	Нафтогазоводяна суміш	Р=4 МПа; V=0,890 м <sup>3</sup> ; t=-30..+100 °С
4	С-2	УБС-6300/16	Нафтогазоводяна суміш	Р=0,8 МПа; V=40 м <sup>3</sup> ; t=-40..+50 °С
5	С-3	Газовий сепаратор	Газ попутній	Р=0,8 МПа; V=7 м <sup>3</sup> ; t=+35 °С
6	Е-1/1	Технологічна ємність	Нафтогазоводяна суміш	Р=0,8 МПа; V=100 м <sup>3</sup> ; t=+100 °С
7	Е-1/2	Технологічна ємність	Нафтогазоводяна суміш	Р=0,73 МПа; V=100 м <sup>3</sup> ; t=+100 °С
8	Е-3	Підземна ємність	Нафтоводяна суміш	Р=0,05 МПа; V=12,5 м <sup>3</sup> ; t=+80 °С
9	Е-4	Замірна ємність	Нафтоводяна суміш	Р=до 0,05 МПа; V=50 м <sup>3</sup> ; t=+100 °С
10	Е-5	Підземна ємність	Нафтоводяна суміш	Р=до 0,05 МПа; V=16 м <sup>3</sup> ; t=до+80 °С
11	Е-6	Технологічна ємність БР-25	Деемульгатор	Р=до 0,05 МПа; V=6,4 м <sup>3</sup> ; t=до+100 °С
12	Е-7	Підземна ємність	Конденсат	Р=0,05 МПа; V=5,5 м <sup>3</sup> ; t=до+80 °С
13	РВС-2000	Резервуар	Нафтоводяна суміш	Р=0,05 МПа; V=2000 м <sup>3</sup> ; t=до+80 °С
14	Е-8	Підземна ємність для піноутворювача	Піноутворювач	Р=0,05 МПа; V=5 м <sup>3</sup> ; t=-40..+40 °С
15	Е-9	Вимірна ємність	Нафтоводяна суміш	Р=0,05 МПа; V=50 м <sup>3</sup>

Кінець таблиці 1.3

1	2	3	4	5
ППТ				
16	НГС	НГСВ-1-1,6-3000-2	Нафтогазоводяна суміш	P=0,8 МПа; V=100 м <sup>3</sup> ; t=-40..+100 °С
17	Е-2	Підземна ємність	Нафтоводяна суміш	P=0,05 МПа; V=12,5 м <sup>3</sup> ; t=до+80 °С
18	РВС-100 № 1, 2	Резервуар	Нафтоводяна суміш	P=0,05 МПа; V=100 м <sup>3</sup> ; t=-40..+100 °С
19	РВС-700 № 3	Резервуар	Нафтоводяна суміш	P=0,05 МПа; V=700 м <sup>3</sup> ; t=-40..+100 °С
20	БР-2,5	Інгібіторне господарство	Інгібітор корозії	P=0,05 МПа; V=12 м <sup>3</sup> ; t=+5..+50 °С

Технологічна характеристика насосів ГЗСУ та ППТ Малодівицького родовища наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Технологічна характеристика насосів ГЗСУ та ППТ Малодівицького родовища

№ п/п	Позиція на схемі	Найменування	Марка	Q, м <sup>3</sup> /год	P <sub>наг</sub> , МПа	n, об/хв.	N, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
ГЗСУ							
1	Н-1/3.. Н-1/5	електровідцентровий насос занурений	УЕВН 5А-500-800	21	3,0	2800	85
2	Н-4	електровідцентровий насос	Гном 10-10,380В	10	0,1	2800	0,75
3	Н-5	електровідцентровий насос	АХП-20/31	20	0,3	2800	11
4	Н-6	електровідцентровий насос	ЦНС-180-425(297)	60	3,0	1475	160
5	Н-7	електровідцентровий насос	ЦНС-180-425(297)	60	3,0	1475	160
6	Н-8	електровідцентровий насос	АЦНС гМ38-44-01	38	0,3	3000	11
7	Н-9	електровідцентровий насос	WILO HELIX V-1005-2/25	5	1,6	3000	2,2
8	НД-1	насос дозувальний	НД-16/63	0,01	10	1350	0,25
9	НД-2	насос дозувальний	НД-16/63	1	1	1350	0,25
10	НМШ	насос шестерінчастий	НШ5-25-3,6/4В	3,6	0,4	1450	1,1
ППТ							
11	Н-1/1	електровідцентровий насос занурений	УЕВН 5А-125-850	5,2	10	2800	32
12	Н-1/2	електровідцентровий насос занурений	УЕВН 5А-125-850	5,2	10	2800	32
13	Н-1/3	електровідцентровий насос занурений	УЕВН 5А-200-850	8,3	5	2800	45
14	Н-1/4	електровідцентровий насос занурений	УЕВН 5А-500-1000	20,8	5	2800	90

Кінець таблиці 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Н-2	насос дренажний	НВ-50/50-3,0-В-55(СД)-У2-1	50	0,5	2800	11
16	НД-1	насос дозувальний	НД-2,5-16/400	0,016	40	1395	0,25
17	НД-2	насос дозувальний	НД-2,5-25/250	0,025	25	1395	0,25
18	НМШ	насос шестерінчастий	НМШ 5-25-4/4,0	4,0	0,4	1450	2,2

До якості закачуваних в пласт вод встановлено ряд вимог. Зокрема, це вимоги щодо значення вуглеводневого показника; щодо сумісності з пластовою водою та породою поклада; щодо корозійної активності; щодо вмісту сірководню та завислих речовин; відсутності сульфатвідновлюючих бактерій (СВБ) та іонів тривалентного заліза. Вимоги до якості фізико-хімічних показників води, що нагнітається, відповідно до СОУ 09.1-00135390-150:2017, наведено у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Вимоги до якості фізико-хімічних показників води, що нагнітається

Найменування показника якості води	Значення
Вміст завислих речовин, мг/ дм <sup>3</sup> , не більше	50
Вміст нафтопродуктів, мг/дм <sup>3</sup> , не більше	30
Сумісність з породою поклада та пластовою водою	Повинні бути сумісні
Концентрація іонів водню (водневий показник), рН	Від 6 до 8
Коефіцієнт набухання пластових глин, не більше	0,2
Вміст тривалентного заліза, мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається
Вміст сірководню, мг/дм <sup>3</sup>	Не допускається
Вміст кисню, мг/дм <sup>3</sup> , не більше	0,05
Наявність сульфат-відновлюючих бактерій	Не допускається
Корозійна агресивність, мм/рік, не більше	0,1

У систему збору і транспортування видобутої вуглеводневої продукції родовища входять викидні шлейфи-трубопроводи, які побудовані у відповідності до існуючих вимог щодо їх безпеки для оточуючого середовища. Існуюча система збору та транспортування видобутої продукції відповідає вимогам охорони навколишнього середовища (що забезпечує повну її герметичність), та безпеки обслуговування обладнання.

Планованою діяльністю передбачається продовження видобування на Малодівицькому родовищі корисних копалин – нафти, газу, розчиненого у нафті, супутніх – етану, пропану, бутанів, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації нафтових та газових покладів для забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку для виконання програми енергетичної незалежності України.

В ході планованої діяльності передбачається видобування за рік орієнтовно:  
нафти – 11485 тонн, газу нафтового – 1943 млн. м<sup>3</sup>.

**1.5 Оцінка за видами та кількістю очікуваних відходів, викидів (скидів), забруднення води, повітря, ґрунту та надр, шумового, вібраційного, світлового, теплового та радіаційного забруднення, а також випромінювання, які виникають у результаті провадження планової діяльності**

**1.5.1 Оцінка очікуваних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря**

Виробнича діяльність на Малодівицькому родовищі відбувається відповідно до розроблених технологічних регламентів ведення робіт з дотриманням нормативних режимів обладнання. Порушень технологічних регламентів ведення робіт чи відхилень від нормативних режимів роботи обладнання не зафіксовано.

Відповідно до матеріалів Звіту про проведення післяпроектного моніторингу (за 2024 рік) щодо планованої діяльності АТ „Укрнафта” „Продовження видобування на Малодівицькому родовищі корисних копалин – вуглеводнів (нафта, газ, розчинений у нафті, супутні - етан, пропан, бутани)” та результатів спостережень за станом атмосферного повітря (на межі санітарно-захисних зон виробничих майданчиків), вплив промислових об’єктів нафтогазовидобутку на стан атмосфери допустимий, порушень і перевищень нормативних показників не зафіксовано.

Поглинальні свердловини №№ 25, 36, 41 (49) не є джерелами викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

В процесі здійснення планованої діяльності очікуваний вплив на атмосферне повітря оцінюється складом, характеристикою та кількістю викидів забруднюючих речовин від джерел впливу технологічного комплексу системи ППТ та ГЗСУ Малодівицького родовища (максимально-разових,  $г/сек$  та валових,  $т/н.с.$ ), а також їх значеннями на межі СЗЗ.

Перелік джерел викидів та очікуваних забруднюючих речовин, які поступатимуть в атмосферу:

Джерело викиду 3301 – організоване – вентиляційна труба установки „Озна-Імпульс” - 1-0-0300-14. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення установки. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3302 – організоване – вентиляційна труба установки типу „Спутник” Б-40 С-1/2. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення установки. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3305 – організоване – дихальний клапан нафтової підземної ємності Е-7 V = 5,5 м<sup>3</sup>. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3306 – організоване – дихальний клапан технологічної ємності реагентного господарства БР-25 об’ємом V = 6,4 м<sup>3</sup>. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 3308 – неорганізоване площинне – насосна реагентного господарства БР-25. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 3310 – неорганізоване – факел аварійного скиду. Викиди відбуваються при спалюванні газу на факелі. На факел здійснюється аварійний скид газу при перевірці і спрацюванні запобіжних клапанів та періодичні скиди при звільненні апаратів і трубопроводів. Забруднюючі речовини – оксиди азоту (оксид та діоксид азоту), оксид вуглецю, діоксид сірки, суспендовані частинки, недиференційовані за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N<sub>2</sub>O).

Джерело викиду 3311 – неорганізоване площинне – насос АХП-20/31 на ємності Е-3. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3312 – організоване – дихальний клапан резервуара вертикального сталюого РВС-2000 для аварійного зберігання нафтоводяної суміші. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3313 – неорганізоване площинне – відкрита насосна. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів насосом ЦНС-180-297. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3314 – неорганізоване – наливний стояк нафти. Викиди в атмосферу відбуваються при наливі нафти в автоцистерну. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерела викидів 3701, 3702 – організовані – дихальні клапани резервуарів РВС-100 № 1 та № 2 для відстою та зберігання пластової води  $V=100\text{м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні пластової води. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3703 – організоване – дихальний клапан резервуару РВС-700 № 3 для відстою та зберігання пластової води  $V=700\text{ м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні пластової води. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3704 – організоване – дихальний клапан наземної технологічної ємкості реагентного господарства БР-2,5  $V = 10\text{ м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні інгібітора корозії. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії.

Джерело викиду 3705 – неорганізоване площинне – насосна реагентного господарства БР-2,5. Викиди в атмосферу відбуваються при роботі насосів НМШ-5-25-4/4 та НД-16/400. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії.

Джерело викиду 3706 – неорганізоване площинне – насос АХП-20/31 на ємності Е-2. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини-вуглеводні.

**Таблиця 1.6** - Клас небезпеки, ГДК забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць, робочої зони та середньодобова

Код речовини	Назва забруднюючої речовини	Формула	Клас небезпеки	Молярна маса, г/моль	Переважний агрегатний стан	ГДК або ОБРВ, мг/м <sup>3</sup>		
						ГДК м.р.	ГДК с.д.	ГДК р.з.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301	Азоту діоксид	NO <sub>2</sub>	3	46,01	г	0,20	0,04	2,0
0337	Вуглецю оксид	CO	4	28,01	г	5	3	20,0
402	Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4	58,12	г	200	–	–
405	Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4	72,15	г	100,0	25	300
403	Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	4	86,178	г	60,0	–	300
0410	Метан	CH <sub>4</sub>	4	16,04	г	50,0	-	300
2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	-	3	-	а	0,5	0,15	4,0
1052	Спирт метиловий	CH <sub>3</sub> OH	3	46,068	р	1,0	0,5	–
10304	Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-	44,08	г	65,0	–	–
10305	Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-	30,07	г	65,0	–	–
10930	Інгібітор корозії „Нефтехим-1” (талове масло-32%, гас-20%, поліетиленполіаміди-8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	-	п+а	0,5	-	-

**Умовні позначення:**

ГДК м.р. - ГДК максимальна разова концентрація шкідливої речовини в повітрі населених місць;

ГДК с.д. - середньодобова ГДК шкідливої речовини в повітрі населених місць;

ГДК р.з. - ГДК робочої зони.

Агрегатний стан: г – гази (пари); а – аерозоль; п – пари.

При поверненні СПВ в повітря потрапляють:

- газоподібні речовини 3 класу небезпеки;
- газоподібні речовини 4 класу небезпеки;
- аерозолі 3 класу небезпеки;

Сумарний викид забруднюючих речовин та парникових газів від джерел впливу на ГЗСУ ППТ при поверненні СПВ (максимально-разовий, г/сек і валовий, т/н.с.) розрахований згідно методики, викладеної в [17]. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.7.

**Таблиця 1.7 - Максимально-разові і валові викиди забруднюючих речовин в атмосферу від усіх джерел ГЗСУ та ППТ при поверненні СПВ**

Назва забруднюючої речовини	Код р-ни	Сопутник „Озна-Імпульс” і Б-40 (3301,3302)		Ємності і резервуари разом (3304, 3305, 3312, 3701, 3702, 3709)		Установка БР-25 (3306, 3308)		Факел		Насосні (3311, 3313, 3706)		Наливний стояк		Установка БР-2.5 (3704, 3705)		Всього	
		г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік.	г/сек	т/рік..
Азоту діоксид	301							0,01619	0,49669							<b>0,01619</b>	<b>0,49669</b>
Вуглецю оксид	337							2,02422	62,08679							<b>2,02422</b>	<b>62,08679</b>
Бутан	402	0,0009	0,00688	0,21041	0,37738					0,00393	0,00108	0,90479	0,59282			<b>1,12000</b>	<b>0,97816</b>
Гексан	403	0,0019	0,0152	0,13026	0,23362					0,00033	0,00009	0,22330	0,14632			<b>0,35582</b>	<b>0,39523</b>
Пентан	405	0,0015	0,01201	0,18035	0,32347					0,00147	0,00041	0,37847	0,24797			<b>0,56182</b>	<b>0,58386</b>
Метан	410	0,0008	0,00643	0,13026	0,23362			0,24291	7,45041	0,01001	0,00275	0,01053	0,00690			<b>0,39452</b>	<b>7,70011</b>
Спирт метиловий	1052					0,00715	0,02031									<b>0,00715</b>	<b>0,02031</b>
Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	2902							0,24291	7,45041							<b>0,24291</b>	<b>7,45041</b>
Пропан	10304	0,0007	0,00539	0,22845	0,40973					0,00655	0,00181	0,76046	0,49825			<b>0,99614</b>	<b>0,91518</b>
Етан	10305	0,0003	0,00266	0,19037	0,34143					0,00444	0,00123	0,08673	0,05683			<b>0,28188</b>	<b>0,40215</b>
Інгібітор корозії „Нефтехим-1” (талове масло-32%, гас-20%, поліетиленполіаміди-8%, стабільний каталізатор - 10%)	10930													0,06617	0,00997	<b>0,06617</b>	<b>0,00997</b>
Вуглецю діоксид	11812								737,27571								<b>737,27571</b>
Азоту (1) оксид (N2O)	11815								0,00108								<b>0,00108</b>
<b>Всього</b>		<b>0,006</b>	<b>0,0486</b>	<b>1,07</b>	<b>1,919</b>	<b>0,007</b>	<b>0,02</b>	<b>2,5262</b>	<b>814,7611</b>	<b>0,0267</b>	<b>0,0074</b>	<b>2,364</b>	<b>1,5491</b>	<b>0,066</b>	<b>0,01</b>	<b>6,06682</b>	<b>818,31565</b>

Оцінку забруднення атмосферного повітря від планованої діяльності на межі СЗЗ за рахунок розсіювання забруднюючих речовин, виконано розрахунковим методом за допомогою програмного комплексу “ЕОЛ-Плюс” (версія 5.23) з урахуванням фонових забруднень. Оцінка забруднення приземного шару атмосферного повітря зроблена по найбільшій розрахунковій величині приземної концентрації на границі СЗЗ (300 м) в період несприятливих метеорологічних умов.

Результати розрахунку приземних концентрацій забруднюючих речовин приведені в таблиці 1.8.

**Таблиця 1.8** – Результати розрахунку приземних концентрацій забруднюючих речовин

Забруднююча речовина				Максимальна приземна концентрація забруднюючих речовин на межі СЗЗ (300 м) з врахуванням фонового забруднення	
код	Назва	ГДК (ОБРД), мг/м <sup>3</sup>	клас небезпечності	мг/м <sup>3</sup>	долей ГДК
301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,2	3	0,080306	0,401530
337	Оксид вуглецю	5	4	0,438261	0,087652
2902	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом	0,5	3	0,204591	0,409183

За результатами розрахунку очікувані максимальні концентрації по окремим забруднюючим речовинам на границі СЗЗ складатимуть не більше **0,409183 ГДК** і не перевищують нормативних показників ГДК населених пунктів по всій території розсіювання, а на промайданчику не перевищуватимуть ГДК робочої зони. Результати розсіювання приземних концентрацій забруднюючих речовин у вигляді карт розсіювання з ізолініями приземних концентрацій приведені в Додатку 4.

За кількістю очікуваних викидів в атмосферу та характеристикою забруднюючих речовин, вплив на атмосферне повітря при здійсненні планованої діяльності, оцінюється як *допустимий* та за термінами впливу – *постійний*, і відповідає вимогам нормативних матеріалів в області охорони атмосферного повітря.

### 1.5.2 Оцінка очікуваних впливів на водне середовище

Водопостачання для задоволення виробничих та господарсько-побутових потреб при веденні планової діяльності на Малодівицькому родовищі здійснюється на підставі дозволу на спеціальне водокористування [REDACTED] від 06.11.2023., виданого Державним агентством водних ресурсів України, з термін дії до 06.11.2028р..

Свердловина № 5 пробурена у 1987 році на території ГЗСУ, її глибина становить 110 м. Позатрубний простір зацементований до гирла свердловини. Устя свердловини герметичне.

Забір води з свердловини № 5 підприємство здійснює на основі Дозволу на спеціальне водокористування [REDACTED] від 06.11.2023., виданого Державним агентством водних

ресурсів України, з термін дії до 06.11.2028р. Для забезпечення господарсько-питних та технологічних потреб ГЗСУ „Мала Дівиця” використовується вода з власної артезіанської свердловини № 5, розташованої на території проммайданчика ГЗСУ.

Фактичне водоспоживання на Малодівицькому родовищі у 2024 році склала 322,00 м<sup>3</sup>.

У відповідності з геологічною будовою, гідрогеологічними умовами, вимогами ДБН В.2.5-74:2013, для захисту водозабірних свердловин і водоносного горизонту передбачена організація зони санітарної охорони (ЗСО) навколо свердловин, яка складається з першого, другого і третього поясів.

Перший пояс (суворого режиму) включає територію розміщення водозабору, майданчика водопровідних споруд і відповідного каналу; другий і третій пояси (обмежень і спостережень) включають територію, що призначається для охорони джерел водопостачання від забруднення.

Межа першого поясу суворого режиму для свердловин встановлена радіусом 30 м. У радіусі 30 м споруди та будівлі відсутні.

АТ „Укрнафта” регулярно проводиться моніторинг якості підземних та поверхневих вод на Малодівицькому родовищі. Результати вимірювань показників складу та властивостей проб підземних та поверхневих вод Малодівицького родовища [25] наведені в таблиці 1.9.

**Таблиця 1.9** – Результати вимірювань показників складу та властивостей проб підземних та поверхневих вод Малодівицького родовища за 2024 рік.

Місце відбору проби	Показники, мг/дм <sup>3</sup>													Водневий показник, сл. рН
	Хлориди	Сульфи	Карбонати	Гідрокарбонати	Кальцій	Магній	Калій	Натрій	Жорсткість, ммоль/дм <sup>3</sup>	Мінералізація	Амоній	Залізо загальне	Нафтопродукти	
<b>I півріччя</b>														
Криниця, селище Мала Дівиця, вул. Коцюбинського, 28	140,0	<50,0*	<3,5*	436,8	194,6	92,4	1,9	28,8	17,3	948,0	<0,1*	<0,05*	<0,04*	7,5
Криниця, селище Мала Дівиця, вул. Вишнева, 37	24,8	116,5	<3,5*	573,4	92,6	82,6	1,5	12,9	11,4	907,7	<0,1*	<0,05*	<0,04*	7,7
<b>II півріччя</b>														
Територія ГЗСУ- ППТ, артсвердловина №5	33,32	<50,0*	<3,5*	488,0	18,24	13,62	4,7	184,4	2,0	795,8	0,61	0,26	<0,04*	7,9
Криниця, селище Мала Дівиця, вул. Коцюбинського, 28	151,4	84,8	<3,5*	408,7	207,4	109,3	2,0	22,0	19,3	989,1	<0,1*	<0,05*	<0,04*	7,2
Криниця, селище Мала Дівиця, вул. Вишнева, 37	21,27	92,2	<3,5*	567,3	93,8	86,3	1,8	15,0	11,8	881,2	<0,1*	<0,05*	<0,04*	7,5
* – вміст показника менший (більший) за мінімальне (максимальне) значення діапазону вимірювання даної методики														

Технічні заходи щодо попередження можливості забруднення водоносного горизонту та усунення можливих аварійних або нештатних ситуацій під час експлуатації водозабору включають в себе основні завдання робіт з геологічного обслуговування видобутку та режимних спостережень фахівцями і гідрогеологами виробничих підрозділів підприємства або спеціалізованих організацій, а саме:

- контроль технічного стану стовбуру водозабірної свердловини непрямыми методами спостережень (по виносу піску та каламутності води);
- аналіз динаміки змін хімічного складу води за показниками, які можуть свідчити про порушення герметичності стовбуру свердловини та наявність перетоку води з інших водоносних горизонтів;
- контроль за індикаторами забруднення з поверхні (збільшення у воді кількості нітратів, погіршення бактеріологічних показників води, тощо).

Водовідведення господарсько-побутових стоків здійснюється у вигрібні ями з послідовним вивозом на очисні споруди КП „Прилуки тепловодопостачання”.

### **Супутньо-пластові води**

Під час здійснення діяльності з видобутку вуглеводнів вилучається супутньо-пластові води. Водний кодекс України визначає супутньо-пластову воду, як воду, що піднімається на поверхню разом з нафтою, конденсатом і газом під час їх видобування.

Супутньо-пластові води є складним природним розчином, який складається з пластових вод водонасиченої частини продуктивного горизонту, конденсаційних вод, а також контурних і підошовних пластових вод.

Відповідно до статті 75 „Водного кодексу України”, „повернення супутньо-пластових вод здійснюється відповідно до Технологічних проєктів, які погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища і центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення”.

Закачка пластової води в поглинальні свердловини здійснюється за допомогою блочної кушової насосної станції системи підтримання пластового тиску (ППТ).

Після розділення вуглеводневої продукції і очищення пластової води в системі підтримки пластового тиску (ППТ) пластова вода поступає в поглинальні свердловини Малодівицького родовища.

Пластова вода надходить до поглинальних свердловин по трубопроводам.

Потенційні негативні фактори впливу планованої діяльності на водне середовище:

- попадання в ґрунт і ґрунтові води витоків вуглеводневої суміші через нещільності фланцевих з’єднань несправного обладнання, дренажу забруднюючих речовин через природну систему в водойми;
- забруднення ґрунтових вод в межах обвалування видобувних свердловин тампонажним розчином, нафтопродуктами при недбалому виконанні ремонтних робіт.

Вплив на водне середовище території промислових об’єктів в робочому режимі їх експлуатації мінімальний і може бути помітним лише у випадках порушення нормального технологічного процесу або при недбалому проведенні ремонтних операцій.

### **1.5.3 Оцінка очікуваних впливів на ґрунти та надра**

Діяльність НГВУ „Чернігівнафтогаз” здійснюється на території Прилуцького району Чернігівської області в межах спеціального дозволу на користування надрами. Земельні ділянки під територією свердловин та виробничі об’єкти отримано у відповідності до

законодавства України, про що є відповідні Акти на право користування земельними ділянками та договори оренди.

За агрогрунтовим районуванням України територія Малодівицького родовища знаходиться в межах Лівобережної низовинної провінції на стику зони мішаних лісів та зони лісостепу. Низовинна рівнина характеризується потужними антропогеновими відкладами, недренована, з строкатим ґрунтовим покривом, переважно опідзолені чорноземи на лесових породах крупнопилуватого легко- і середньосуглинкового складу в комплексі з дерново-підзолистими, луговими, лучно-болотними та болотними ґрунтами; місцями відмічається содове засолення ґрунтів [6].

У районі розташування родовища переважають чорноземи типові малогумусні та слабогумусовані, за механічним складом – легко-, середньосуглинкові. За даними Департаменту агропромислового розвитку, екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА, в чорноземах Прилуцького району вміст гумусу коливається від 2,68 до 3,69% і дорівнює в середньому 3,13%. Реакція ґрунтового розчину – нейтральна або близька до нейтральної (рН – 5,8-6,2). Ці ґрунти мають підвищений вміст обмінного кальцію та магнію, відповідно 10,6 і 2,2 мг-екв/100 г ґрунту.

У районі родовища потужність ґрунтового покриву становить 0,5-0,8 м.

Глибина промерзання ґрунтів досягає в середньому 0,6 м.

Одним із видів впливу на навколишнє середовище є відведені земельні ділянки у довгострокове користування для обслуговування поглинальних свердловин (0,36 га під кожен свердловину), технологічних об'єктів системи повернення СПВ.

У процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами у випадку аварійних витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

Форма і розміри первинного ореола забруднення ґрунтів на поверхні багато в чому залежить від рельєфу ділянки, де відбувся витік. На рівних ділянках ореол має вигляд витягнутого по лінії траншеї еліпса. У межах трансаккумулятивних ландшафтів ореол має більш складну форму, успадковуючи особливості рельєфу й простягається у вигляді шлейфа вниз по схилу або у вигляді лінійних зон уздовж по балках. Площа таких ореолів залежить від обсягу СПВ, що витекли з водопроводу.

Первинний ореол засолення під впливом атмосферних вод істотно змінюється, трансформується не тільки форма, але й ступінь засолення ґрунтів.

З метою попередження попадання забруднюючих речовин в ґрунт при проведенні інтенсифікації приймальності поглинальних свердловин (кислотні обробки, інші методи інтенсифікації) використовується спеціальна техніка.

Вся спеціальна техніка обв'язується з гирлом свердловини і ємностями герметизованими трубопроводами. Операції при проведенні кислотних ванн і обробок проводяться по замкнутому циклу. Перед початком робіт вся система обв'язки підлягає випробуванню на герметичність. Водний розчин соляної кислоти постачається на свердловини в готовому вигляді.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- розробляється план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- застосування ефективних засобів захисту труб від корозії;
- застосування корозійно-стійких труб;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- ремонтні роботи на свердловинах та трубопроводах проводити у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивація земель, засолених супутньо-пластовими водами.

В процесі планової діяльності на Малодівицькому родовищі здійснюються всі необхідні заходи щодо охорони ґрунтів.

Вплив на ґрунт промислових об'єктів в робочому режимі їх експлуатації мінімальний і може бути помітним лише у випадках порушення нормального технологічного процесу або при недбалому проведенні ремонтних операцій, як на всіх техногенних об'єктах нафтогазопромислового комплексу.

Повернення супутньо-пластових вод у надра необхідно розглядати як відновлення природного середовища геологічного об'єкта. Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження.

#### 1.5.4 Оцінка та характеристика очікуваних утворюваних відходів

Технологічний цикл виробництва НГВУ „Чернігівнафтогаз” включає в себе характерні для підприємства даного профілю технологічні процеси, зокрема, експлуатація та обслуговування нафтогазовидобувних свердловин, мереж і обладнання для видобутку та транспортування нафтогазової сировини, техобслуговування та ремонт обладнання, експлуатація автотранспортної техніки тощо.

Матеріалами інвентаризації промислових відходів визначено номенклатура відходів та елементарні технологічні процеси їх утворення.

НГВУ „Чернігівнафтогаз” щорічно надає статистичну звітність щодо утворення та поводження з відходами в цілому по підприємству за формою № 1-відходи (річна), яка затверджена наказом держстату України від 19.08.14 № 243 (зі змінами).

Згідно даних первинного обліку відходів за один рік при здійсненні основної виробничої діяльності на Малодівицькому родовищі було утворено (таблиця 1.11):

**Таблиця 1.11** - Види відходів, що утворюються

№ п/п	Код і найменування виду відходів за Національним переліком відходів	Клас небезпеки для здоров'я людей	Річний фактичний обсяг утворення відходів
1	19 10 01 Відходи чорних металів	Не є небезпечними	10,0 т
2	20 03 01 Змішані побутові відходи	Не є небезпечними	2,4 м <sup>3</sup> (0,36 т)

Тверді побутові відходи передаються КП "Господар" (договір № 01006/2806-49/25 - П від 26.06.2025) для розміщення на полігоні ТПВ.

Брухт чорних металів передається згідно договору: ТОВ "ГРАНД МЕТАЛ-КР" (договір № 01006/2767-20/25-МТР від 04.04.2025 р.), ТОВ "ГРАДІЄНТ-М" (договір № 01006/2803-27/25-МТР від 12.05.2025 р.).

#### 1.5.5 Радіаційне забруднення та випромінювання

Законом України „Про використання ядерної енергії та радіаційної безпеки” і розділом 16 ОСПУ-2008 передбачається, що на всіх підприємствах з потенційною радіаційною небезпекою для персоналу та навколишнього природного середовища, повинен здійснюватися радіаційний контроль. У зв'язку з цим, проводиться радіоекологічне обстеження виробничих об'єктів НГВУ „Чернігівнафтогаз”, а також прилеглої до них території.

Об'єм і параметри радіаційного обстеження визначені Програмою радіаційного контролю, яка діє на підприємстві. Обстеження складається з польових інструментальних вимірювань переносними приладами радіаційного контролю МКС-07 „Пошук”, яким проводиться повірка у терміни, що встановлюються графіками повірок.

Для промислових об'єктів НГВУ „Чернігівнафтогаз” характерною рисою є принципова відсутність аварійних ситуацій, при яких відбувалося б різке „залпове” радіоактивне забруднення повітря і прилягаючої території з опроміненням персоналу й обмеженої частини населення вище основних дозових меж. Це пов'язано з тим, що радіоактивні речовини є супутніми добавками при видобутку нафти і газу. Їх природна питома концентрація незначна. Однак, небезпека виникає при накопиченні природних радіонуклідів у відкладеннях на внутрішній і зовнішній поверхні устаткування.

Радіоекологічне обстеження й подальший аналіз його результатів, що виконані у рамках Програми радіаційного контролю дозволяють зробити наступні висновки:

1. Радіаційний стан на робочих місцях обслуговуючого персоналу знаходиться на безпечному рівні і негативних змін у порівнянні з попередніми роками не зафіксовано.

2. Результати радіаційного контролю джерела (технологічне обладнання та трубопроводи) свідчать, що елементи й вузли устаткування не мають підвищених значень ПЕД.

3. Радіоактивне забруднення промислового обладнання на родовищі обумовлене геологічними умовами й технологією їх розробки.

4. В ході ведення обстеження території діяльності обладнання з підвищеним фоном радіаційного випромінювання, яке може завдати негативного впливу на довкілля чи для населення виявлено не було.

Експлуатація нагнітальних свердловин у відповідності з технологічними режимами не створює вібраційного, світлового та теплового забруднення довкілля.

Поводження з техногенно-підсиленими джерелами природного походження та виконання вимог щодо протирадіаційного захисту від техногенно-підсилених джерел природного виробництва здійснюватиметься згідно з Нормами радіаційної безпеки України, затвердженими постановою головного державного санітарного лікаря України – першого заступника міністра охорони здоров'я України від 01.12.97 № 62, в рамках радіаційно-гігієнічних регламентів четвертої групи.

### **1.5.6 Вплив електромагнітних випромінювань (електричних полів)**

Під час здійснення планової діяльності з повернення СПВ не передбачається утворення джерел електромагнітних випромінювань (електричних полів).

### **1.5.7 Шумовий, вібраційний, світловий, тепловий впливи**

Повернення СПВ з дотриманням запропонованих у проекті заходів та у відповідності до діючих технологічних регламентів ведення робіт не створить значних вібраційного, світлового та теплового (не очікується) впливів на довкілля.

Під час експлуатації об'єкта планованої діяльності використання установок, обладнання та матеріалів, що викликають теплове, світлове та вібраційне забруднення навколишнього природного середовища не передбачається. Поглинальні свердловини №№ 25, 36, 41, (49 – резервна) не є джерелами теплового, світлового та вібраційного забруднення.

#### **Шумовий вплив**

Одним із видів впливу на навколишнє середовище в процесі збору та підготовки пластової води, яка надходить з ГЗСУ та ППТ, а також повернення підготовленої пластової води в підземні горизонти через поглинальні свердловини з метою підтримання пластового тиску є шум від обладнання розміщеного на території кущової насосної станції Малодівицького родовища.

Експлуатація свердловин 25, 36, 41, (49 – резервна) у відповідності з технологічним режимом не створює шумового навантаження на довкілля. Все обладнання, встановлене на технологічному комплексі системи ГЗСУ та ППТ Малодівицького родовища, заводського типу з визначеними шумовими характеристиками. Обладнання справне та працює відповідно до їх технічних паспортів. Шумові характеристики знаходяться у межах встановлених заводськими

випробуваннями.

Джерелом утворення постійного шумового забруднення навколишнього середовища буде наступне технологічне обладнання системи перекачування пластової води:

- нагнітальні насоси (УЕВН 5А -1,2,3,4) – 4 шт;

Шум, який виникає при роботі насосного обладнання є постійним.

Максимальні рівні шуму в розрахункових точках не перевищуватимуть: на відстані 100 м – 37,52 дБА; **300 м (межа СЗЗ)** – 29,36 дБА; **500 м (житлова забудова)** – 25,03 дБА і значно нижчі за допустимі рівні шуму, передбачені на території житлової забудови – **55 дБА в денний час та 45 дБА в нічний час**, відповідно до п. 24 табл. 1 ДБН В.1.1-31:2013.

Нормативні вимоги до виробничого шуму викладені в Санітарних нормах виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку № 3.3.6.037-99.

При поверненні СПВ, проектні рішення повинні бути такі, що забезпечують рівень звуку на робочих місцях в межах, які не перевищують 80 дБА. Шумові характеристики обладнання повинні бути вказані в їх паспортах. Велике значення для зниження рівнів шуму має правильна експлуатація механізмів, своєчасне проведення профілактичних ремонтів та якісний монтаж.

## **2 ОПИС ВИПРАВДАНИХ АЛЬТЕРНАТИВ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВНИХ ПРИЧИН ОБРАННЯ ЗАПРОПОНОВАНОГО ВАРІАНТА З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ НАСЛІДКІВ**

Планованою діяльністю передбачається повернення СПВ, що утворюються при видобуванні вуглеводнів, шляхом їх закачування в свердловини Малодівицького родовища.

Для забезпечення повернення СПВ у надра передбачається застосовувати такі технічні рішення та заходи:

- застосування закритої системи збору, підготовки й транспортування супутньо-пластових вод для повернення;
- покриття внутрішніх стінок резервуарів і водоводів антикорозійним захистом;
- зовнішні порушення водоводів від ґрунтової корозії охороняються з допомогою застосування липких ізоляційних стрічок, бітумних мастик, армованих скловолоконном;
- використання інгібіторів і катодного захисту, що збільшує термін служби трубопроводів у кілька разів;
- установка відсікаючих засувок на водоводах і запобіжних клапанів на гирлі свердловин, що дає можливість запобігти розливам супутньо-пластових вод при поривах трубопроводів і заірної арматури;
- здійснення обвалування й асфальтування (бетонування) робочих площадок насосних станцій, збір зливових і промислових стоків з їх території;
- якісна рекультивация й застосування біохімічних препаратів для відновлення забруднених ділянок землі.

### **Технічна альтернатива 1**

Повернення СПВ, що утворюються при видобуванні вуглеводнів, планується здійснювати шляхом їх закачування в тріасовий пласт-колектор чотирма свердловинами Малодівицького родовища. Проектом передбачається для повернення СПВ Малодівицького родовища використати поглинальні свердловини 25, 36, 41, (49 – резервна). Технологічна схема повернення СПВ у поглинаючі горизонти родовища передбачає максимальне використання існуючої системи підтримки пластового тиску (ППТ), обладнання та комунікацій, що включає насосне устаткування, поглинальні свердловини, мережу трубопроводів. Об'єми СПВ згідно з проєктними розрахунками за нормальних умов очікуються близько 700 м<sup>3</sup>/добу.

### **Технічна альтернатива 2.**

Буріння нових поглинальних свердловин, та будівництво нових трубопроводів. Але при цьому збільшиться кількість джерел викидів та загальне екологічне навантаження на навколишнє середовище.

### **Територіальна альтернатива 1.**

Малодівицьке родовище розташоване на території Малодівицької об'єднаної територіальної громади Прилуцького району Чернігівської області. Координати кутових точок ліцензійної ділянки Малодівицького родовища: 1. 50°42'50" пн.ш., 32°11'00" сх.д.; 2. 50°42'55" пн.ш., 32°11'50" сх.д.; 3. 50°42'30" пн.ш., 32°13'15" сх.д.; 4. 50°42'10" пн.ш., 32°13'35" сх.д.; 5. 50°41'50" пн.ш., 32°13'40" сх.д.; 6. 50°41'30" пн.ш., 32°13'45" сх.д.; 7. 50°41'25" пн.ш., 32°13'00" сх.д.; 8. 50°41'25" пн.ш., 32°12'25" сх.д.; 9. 50°41'30" пн.ш., 32°11'25" сх.д.; 10. 50°41'50" пн.ш., 32°10'40" сх.д.; 11. 50°42'35" пн.ш., 32°10'10" сх.д.

Свердловини 25, 36, 41, (49 – резервна) Малодівицького родовища розташовані

неподалік від блочної кущової насосної станції системи підтримання пластового тиску (ГЗСУ ППТ).

Найближча житлова забудова від ГЗСУ та ППТ розміщена:

– в західному напрямку на відстані 500 м – селище Мала Дівиця;

– в північно-східному напрямку на відстані 1466 м – с. Заудайка.

Проммайданчики оточені землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

### **Територіальна альтернатива 2.**

Територіальна альтернатива 2 не розглядається так як всі об'єкти територіально прив'язані до вже виділених земельних ділянок.

Враховуючи вищеперераховані фактори, запропонований варіант провадження планованої діяльності є екологічно-, технічно- та економічно – більш доцільним.

**3 ОПИС ПОТОЧНОГО СТАНУ ДОВКІЛЛЯ (БАЗОВИЙ СЦЕНАРІЙ) ТА ОПИС ЙОГО ЙМОВІРНОЇ ЗМІНИ БЕЗ ЗДІЙСНЕННЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ В МЕЖАХ ТОГО, НАСКІЛЬКИ ПРИРОДНІ ЗМІНИ ВІД БАЗОВОГО СЦЕНАРІЮ МОЖУТЬ БУТИ ОЦІНЕНІ НА ОСНОВІ ДОСТУПНОЇ ЕКОЛОГІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ТА НАУКОВИХ ЗНАНЬ**

**3.1 Дані про стан атмосферного повітря**

Для опису поточного стану (базовий сценарій) атмосферного повітря використані дані Департаменту Екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (Додаток 2) щодо величин фонових концентрацій забруднюючих речовин, які наведені в таблиці 3.1:

**Таблиця 3.1 – Фонові концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі**

Найменування речовини	Концентрація за напрямком вітру (румби), мг/м <sup>3</sup>							
	Пн	ПнСх	Сх	ПдСх	Пд	ПдЗх	Зх	ПнЗх
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Метан	20	20	20	20	20	20	20	20
Азоту діоксид	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недеференційовані за складом (пил)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Бутан	80	80	80	80	80	80	80	80
Вуглеводні насичені C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Оксид вуглецю	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Пропан	26	26	26	26	26	26	26	26
Спирт метловий	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Азоту оксид	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Етан	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Пентан	40	40	40	40	40	40	40	40
Гексан	24	24	24	24	24	24	24	24
Фтористі сполуки газоподібні (фтористий водень, чотирифтористий кремній) у перерахунку на фтор	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Фтористі сполуки добре розчинні неорганічні (фторид натрію, гексафторсилікат натрію) у перерахунку на фтор	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алю-мінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

Перевищень фонових концентрацій над граничнодопустимими концентраціями не спостерігається, стан атмосферного повітря задовільний.

Виробнича діяльність на Малодівицькому родовищі відбувається відповідно до розроблених технологічних регламентів ведення робіт з дотриманням нормативних режимів обладнання. Порушень технологічних регламентів ведення робіт чи відхилень від нормативних режимів роботи обладнання не зафіксовано.

Для контролю стану атмосферного повітря в пунктах спостереження розташованих на межі санітарно-захисних зон промислових майданчиків Малодівицького родовища визначалися

концентрації типових для кожного майданчика забруднюючих речовин, та речовини, що входять у Перелік контрольних речовин, регламентований постановою КМУ № 827 від 14 серпня 2019р. щодо здійснення державного моніторингу в галузі охорони атмосферного повітря, Список А.

Оцінка стану атмосферного повітря здійснювалась шляхом порівняння результатів спостережень з гранично допустимими концентраціями (ГДК) та орієнтовно безпечними рівнями діяння (ОБРД) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

За даними результатів постпроектного моніторингу діяльності з видобування корисних копалин на Малодівицькому родовищі за 2024 рік, стан атмосферного повітря в межах впливу виробничих об'єктів на родовищі залишається задовільним.

Результати досліджень стану атмосферного повітря **на межі СЗЗ ГЗСУ та ППТ Малодівицького родовища**: максимальна концентрація з усіх відібраних разових проб становила: метан – 0,283 ГДК; етан – 0,037 ГДК; пропан – 0,026 ГДК; бутан – 0,019 ГДК; пентан – 0,025 ГДК; гексан – 0,017 ГДК.

**На межі житлової забудови селище Мала Дівиця**: з усіх відібраних разових проб максимальна концентрація вуглеводнів не перевищувала 0,347 ГДК (метан), етан – 0,038 ГДК; пропан – 0,028 ГДК; бутан – 0,022 ГДК; пентан – 0,015 ГДК; гексан – 0,001 ГДК.

Слід зазначити, що виробничі об'єкти здійснюють незначний вплив на атмосферне повітря, про що свідчать заміри концентрацій забруднюючих речовин, в тому числі на межі санітарно-захисної зони.

За результатами аналізу відібраних проб, жодна з забруднюючих речовин не перевищує гранично-допустимих концентрацій (ГДК) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що концентрації вуглеводневих газів на досліджуваній території нижчі встановлених санітарно-гігієнічних норм, і вплив на атмосферне повітря об'єктами нафтовидобутку незначний.

Загалом, стан атмосферного повітря в регіоні залишається сприятливим, на що вказують і фонові концентрації забруднюючих речовин.

Таким чином, можна стверджувати, що виробничі об'єкти Малодівицького родовища здійснюють допустимий вплив на стан атмосферного повітря, перевищення та порушення норм відсутні.

### 3.2 Кліматична характеристика району розміщення об'єкта

Об'єкт планованої діяльності в межах спеціального дозволу на користування надрами Малодівицького родовища розташований в Прилуцькому районі Чернігівської області.

Територія розташування родовища відноситься до Західного кліматичного району Лісостепової зони Північної Атлантико-континентальної кліматичної області.

Клімат району робіт помірно-континентальний з середньорічною температурою від 5 °С до 7 °С. Найбільш холодний місяць січень має середньодобову температуру від мінус 6 °С до мінус 8 °С, (мінімальна мінус 38 °С), найбільш теплий липень – плюс 20 °С плюс 22 °С (максимальна +38 °С). Річна кількість опадів коливається в інтервалі 500 – 650 мм; на долю опадів у вигляді дощів припадає 75 % річної норми.

Кліматична характеристика Прилуцького району наведена згідно даних Чернігівського обласного центру з гідрометеорології (Додаток 3):

Середня максимальна температура повітря найтеплішого місяця року +27,3°С.

Середня максимальна температура повітря найхолоднішого місяця року – мінус 6,9°С.

Середньорічна роза вітрів,%:

- північний	17
- північно-східний	11
- східний	9

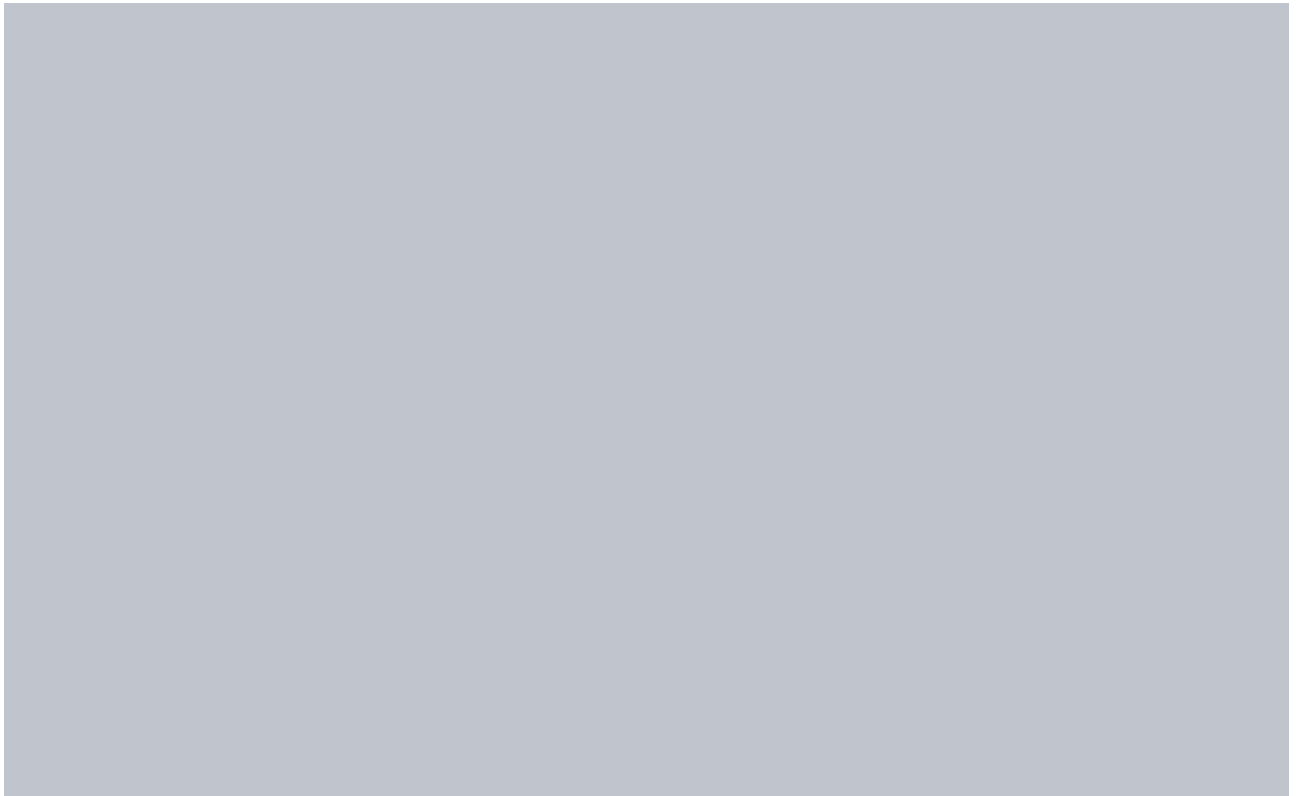
- південно-східний	10
- південний	16
- південно-західний	9
- західний	13
- північно-західний	15.

Швидкість вітру (за середніми багаторічними даними), повторення перевищення якої складає 5% – 4 – 5 м/с.

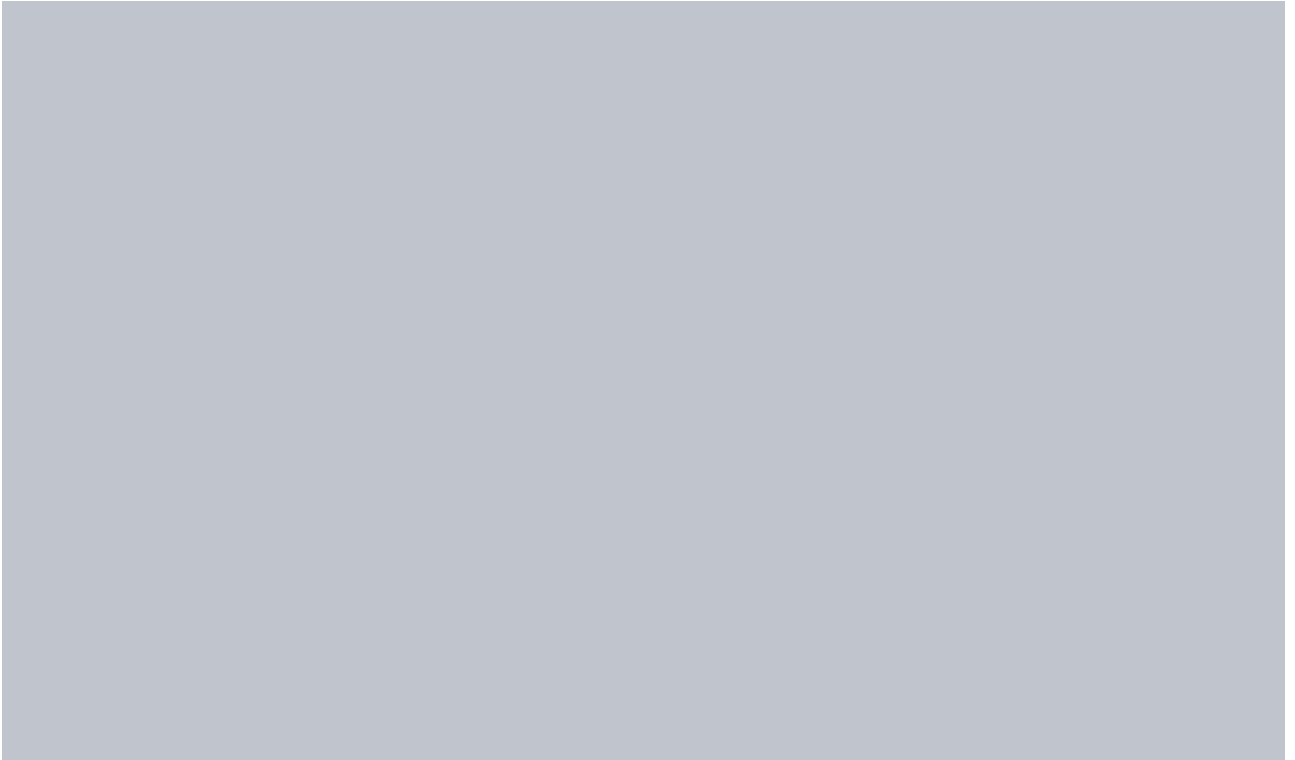
Стан погодно-кліматичних умов в режимі реального часу в районі розташування свердловин 25, 36, 41, (49 – резервна) та ГЗСУ Малодівицького родовища за даними сайту windy.com наведено нижче.

В цілому, кліматичні умови району розташування проектного об'єкту можна охарактеризувати як сприятливі.

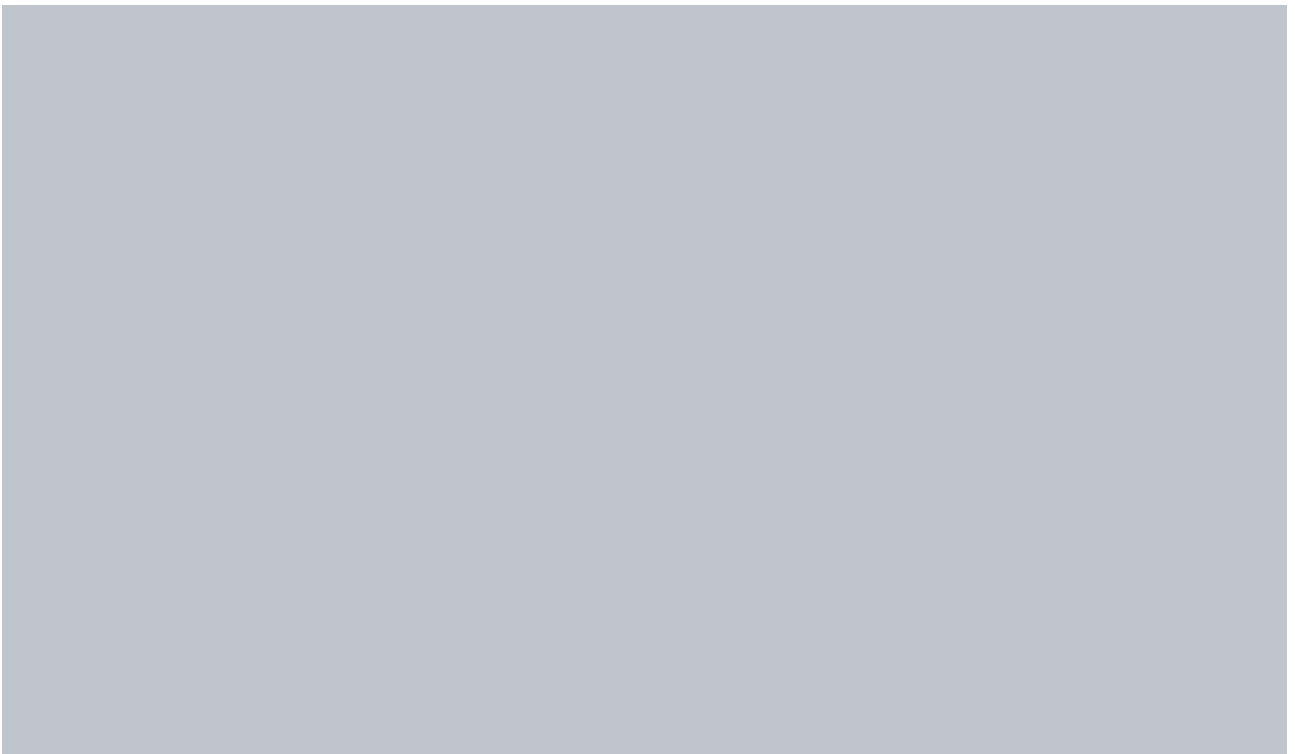
*NO<sub>2</sub>*



**Рисунок 3.1** – Вміст оксиду азоту в районі розміщення поглинальних свердловин

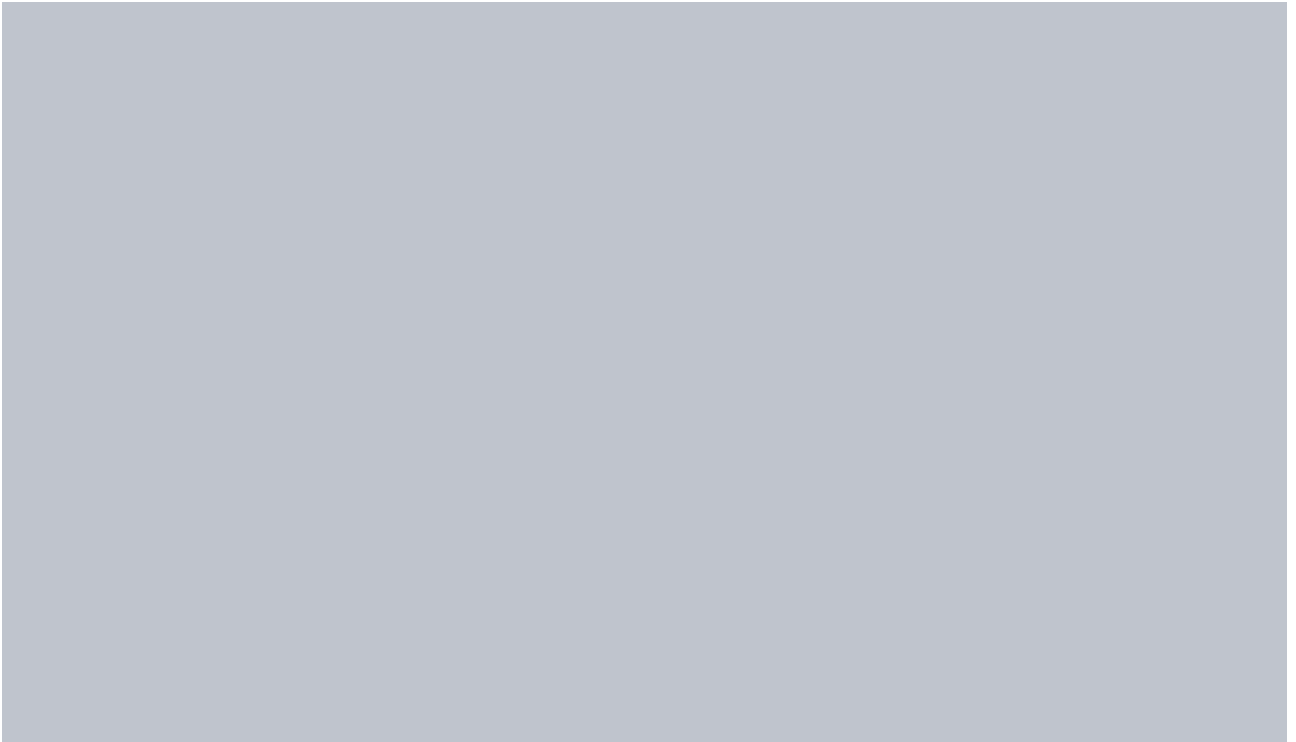
*SO<sub>2</sub>*

**Рисунок 3.2** – Вміст сірчистого ангідриду в районі розміщення поглинальних свердловин

*CO*

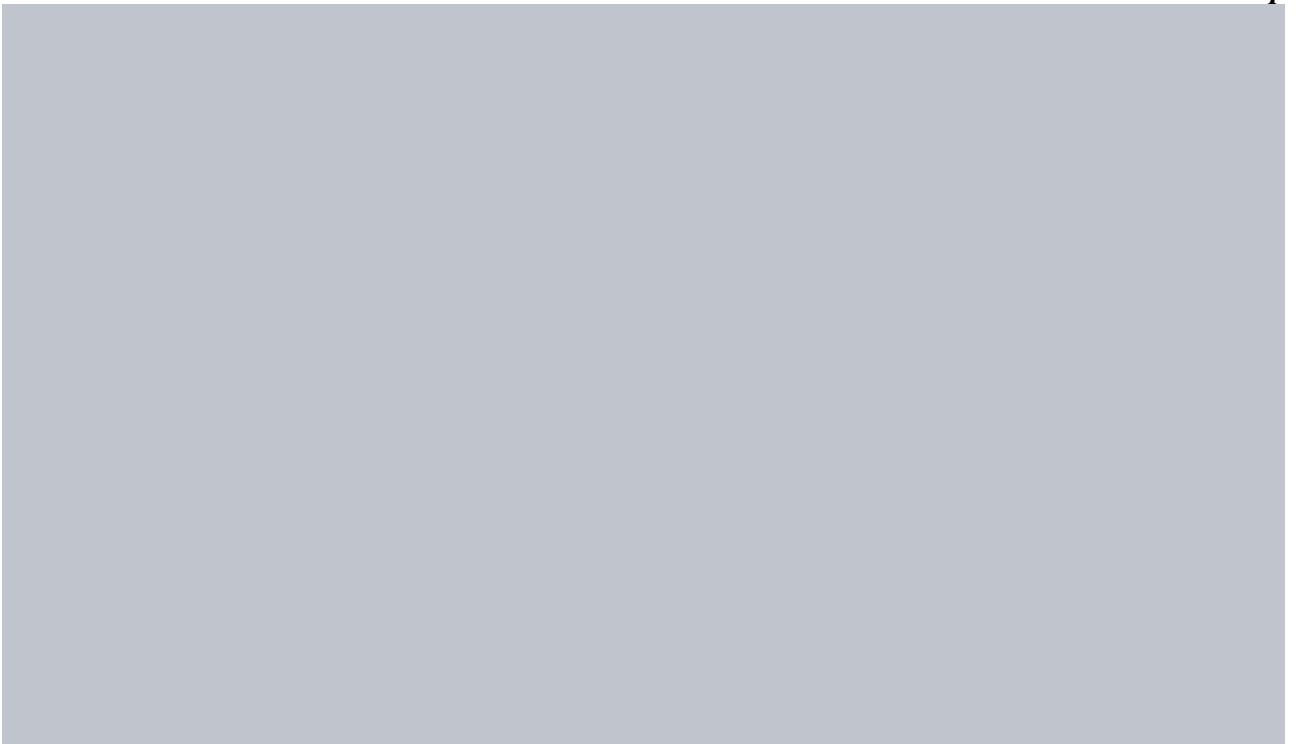
**Рисунок 3.3** – Вміст оксиду вуглецю в районі розміщення поглинальних свердловин

*Маса пилу*

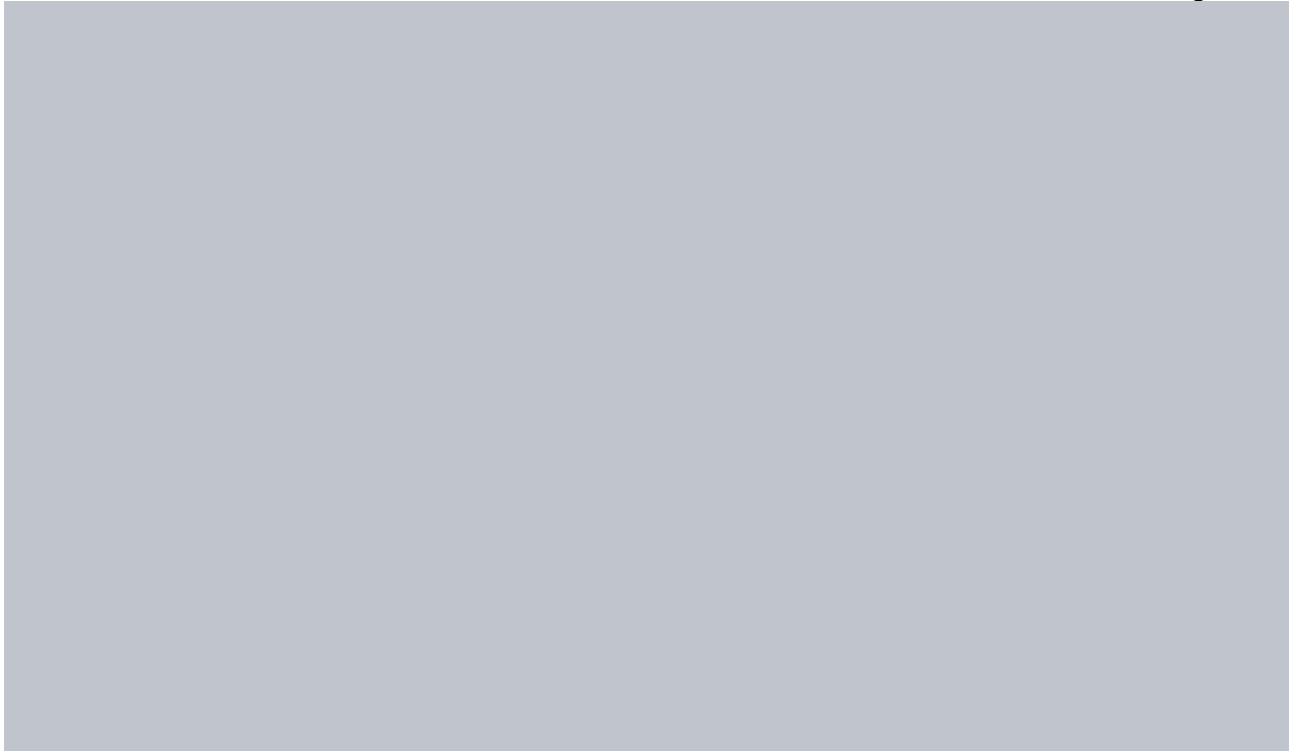


**Рисунок 3.4** – Вміст твердих частинок в районі розміщення поглинальних свердловин

*Озоновий шар*



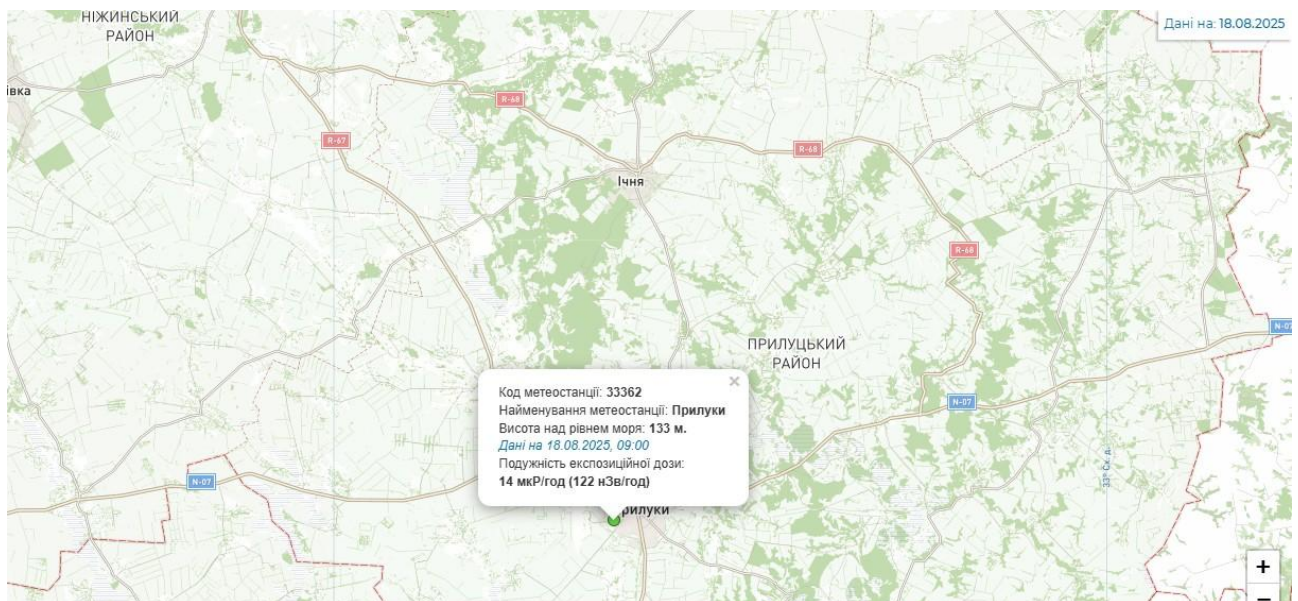
**Рисунок 3.5** – Вміст озону в районі розміщення поглинальних свердловин



**Рисунок 3.5** – Вміст аерозолію в районі розміщення поглинальних свердловин

### 3.3 Дані про радіаційний стан

Український гідрометеорологічний центр та його підрозділи виконують стаціонарні спостереження за рівнем радіаційного забруднення. Поточна ситуація відображена на рисунку 3.6.



**Рисунок 3.6** – Поточне радіаційне забруднення згідно даних метеостанції Прилуки  
[<https://www.meteo.gov.ua/#RADIO>]

Ситуація на пунктах спостереження радіометричної мережі НГМС станом на 18 серпня 2025 року, радіаційна ситуація в Україні знаходиться в своїх звичних межах.

Відповідно до Закону України „Про використання ядерної енергії та радіаційної безпеки” і розділом 16 ОСПУ-2008 передбачається, що на всіх підприємствах з потенційною радіаційною небезпекою для персоналу та навколишнього природного середовища, повинен здійснюватися радіаційний контроль. У 2024 році було проведено радіоекологічне обстеження виробничих об'єктів НГВУ „Чернігівнафтогаз”, а також прилеглої до них території. Результати радіоекологічного моніторингу Малодівицького родовища надані в таблиці 3.2

**Таблиця 3.2** Результати вимірювання радіаційного фону на об'єктах Малодівицького родовища

№ Свердловини	Гамма $\gamma$ мкЗв/год	Бета $\beta$ част/хв. см <sup>2</sup>	№ Свердловини	Гамма $\gamma$ мкЗв/год	Бета $\beta$ част/хв. см <sup>2</sup>
14	0,12	9	43	0,12	8
9	0,11	10	50	0,11	10
25	0,11	9	12	0,13	9
36	0,13	9	42	0,13	8
41	0,13	10	32	0,11	9
15	0,12	9	34	0,12	7
46	0,11	10	29	0,13	9
45	0,13	9	49	0,12	8
51	0,12	10	27	0,11	9
40	0,11	9	35	0,12	11
44	0,12	8	21	0,13	9
26	0,13	8	22	0,11	10
48	0,12	7	11	0,12	8
30	0,12	10	1	0,13	9
5	0,11	9	2	0,12	8
52	0,13	8	3	0,12	10
939	0,12	9	7	0,13	9
53	0,11	9	10	0,13	9
13	0,13	9	4	0,12	7
23	0,13	10	6	0,11	8
24	0,12	8	28	0,11	7
57	0,11	8	31	0,14	11
37	0,12	9	33	0,13	10
55	0,11	8	8	0,12	10
22	0,13	11	47	0,13	9
21	0,12	10			
38	0,11	9			

Радіоекологічне обстеження й подальший аналіз його результатів, що виконані у 2024 році в рамках Програми радіаційного контролю дозволяють зробити такі висновки:

1. Радіаційний стан на робочих місцях обслуговуючого персоналу знаходиться на безпечному рівні і негативних змін у порівнянні з попередніми роками не зафіксовано.

2. В ході ведення обстеження територій діяльності обладнання з підвищеним фоном радіаційного випромінювання, яке може завдати негативного впливу на довкілля чи населення виявлено не було.

Поводження з техногенно-підсиленими джерелами природного походження та виконання вимог щодо протирадіаційного захисту від техногенно-підсилених джерел природного виробництва здійснюватиметься згідно з Нормами радіаційної безпеки України, затвердженими постановою головного державного санітарного лікаря України – першого заступника міністра охорони здоров'я України від 01.12.97 № 62, в рамках радіаційно-гігієнічних регламентів четвертої групи.

### 3.4 Геологічні умови

У геологічній будові Малоодівицького родовища, яке розташоване в південній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) беруть участь осадові утворення палеозою, мезозою та кайнозою.

Детальний опис геологічної будови у межах родовища приведений у розділі 5.3

Літологічний розріз представлений, в основному, піщано-глинистими породами, в меншій мірі – карбонатними утвореннями.

Детальна характеристика геологічної будови родовища наведена у розділі 2 проєкту.

Оскільки розповсюдження можливого забруднення навколишнього природного середовища пов'язане, в основному, з верхньою частиною геологічного розрізу, більш детально розглядаються саме ці стратиграфічні відклади.

Кайнозойська група (KZ) представлена відкладами палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

Палеогенова система (P) залягає із стратиграфічною неузгодженістю на крейдових відкладах. У її складі виділяються канівська, бучацька, київська та обухівська світи еоцену (P<sub>2</sub>). Нижні горизонти складені товщею різнозернистих глауконіт-кварцових, часто глинистих пісків з підлеглими глинистими прошарками, київський – переважно глинисто-мергельними породами, обухівський – кременистими алевритово-піщаними та глинистими відкладами.

Загальна товщина палеогенових відкладів на Малоодівицькому родовищі становить від 174 м до 202 м.

Неогенова система (N) та четвертинна система (Q) представлені нерозчленованою теригенно-глинистою товщею з товщинами від 33 м до 62 м. За складом порід це суглинки сірувато-жовті, глини червоно-бурі та строкаті, піщанисті, піски строкаті, різнозернисті, білі каоліністі дрібнозернисті.

Тріасова система (T) мезозою залягає із виразною стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах пермської системи. У її складі виділяються дронівська та сребрянська світи ранньо- та середньотріасового віку. Відклади представлені перешаруванням червоно- та строкатобарвних різнозернистих алевритово-піщаних та глинистих порід.

Загальна товщина тріасових відкладів на Малоодівицькому родовищі становить від 703 м до 749 м.

Нафтонасичені колектори виявлено у відкладах середнього (башкирський ярус нижній під'ярус) та нижнього відділів кам'яновугільної системи (серпуховський ярус та верхньовізейський під'ярус), де утворюють відповідно 1 (Б-12) та 7 (С-8-9, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20) продуктивних піщано-алевролітових горизонтів. На даний час у розрізі родовища встановлено 17 покладів нафти у наведених горизонтах. Літологічно розріз продуктивної частини нижньокам'яновугільних відкладів представлений чергуванням пластів

пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків. Колектори продуктивних горизонтів представлені переважно пісковиками і подекуди крупнозернистими алевролітами.

У межах Малодівицького родовища за весь період пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт пробурено 50 свердловин.

Основний вплив на геологічне середовище в межах Малодівицького родовища відбувся у результаті механічного порушення цілісності гірських порід (їх руйнування і виніс на земну поверхню) при бурінні свердловин різного призначення. Крім механічного порушення, певний негативний вплив на надра у процесі розвідки та експлуатації родовища відбувався внаслідок фільтрації бурового розчину в гірські породи при бурінні свердловин, що призвело до деякої зміни їх фільтраційно-ємнісних параметрів та часткової зміни якісного стану підземних вод у пристовбурній зоні свердловин.

У процесі повернення СПВ в пласт-колектор вплив забруднюючих речовин (ЗР) на геологічне середовище можливий у випадку:

- руйнування різьбових з'єднань і тіла обсадних труб поглинальних свердловин;
- руйнування цементного кільця облаштованого між гірськими породами і обсадною трубою поглинальних свердловин.

Наслідком проникнення супутньо-пластових вод у гірські породи може бути:

- зміна хімічного складу вод водоносних горизонтів та фізико-механічних властивостей гірських порід, які залягають вище від тріасового пласта-колектора чи у пристовбурній зоні свердловин в місці витoku СПВ;

- зміна хімічного складу вод водоносних горизонтів та фізико-механічних властивостей гірських порід нижчих від тріасового пласта горизонтів гірських порід при перетоках пластових флюїдів по заклонному простору свердловин.

Причини виникнення вище перелічених руйнувань повністю усуваються якісним технічним контролем трубної продукції (дефектоскопія) і тампонажного цементу та дотриманням технологічного регламенту будівництва свердловин.

Для запобігання шкідливого впливу при поверненні СПВ на геологічне середовище передбачаються наступні заходи:

- проведення повернення СПВ згідно з вимогами технологічного регламенту для даного процесу;

- вибір поглинальних свердловин з герметичною конструкцією колони, яка забезпечує охорону геологічного середовища від проникнення СПВ у гірські породи;

- встановлення цементного моста нижче від інтервалу перфорації колони в зоні залягання пласта-колектора;

- повернення СПВ у поглинальні свердловини проводити у відповідності з технологічними параметрами;

- робочі тиски на пласт-колектор при поверненні СПВ повинні забезпечувати збереження його скелету і не допускати гідророзриву пласта-колектора і водоупорів у покрівлі та підшві.

### **3.5 Дані про стан підземних та поверхневих вод**

Територія Малодівицького родовища приурочена до Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. В гідрогеологічній будові беруть участь водоносні горизонти, пов'язані з відкладами кайнозойської, мезозойської та палеозойської ер.

У гідрогеологічному відношенні Малодівицьке родовище розташоване в межах Яготинського підрайону Середньодніпровського гідрогеологічного району Дніпровського басейну пластових напірних вод.

#### **Підземні води**

У розрізі родовища виділяються наступні водоносні комплекси: кайнозойський і крейдовий, середньоюрський, тріасовий, верхньокам'яно-вугільний і нижньопермський, середньо- та нижньокам'яновугільний.

За гідродинамічними і геохімічними особливостями в геологічному розрізі родовища чітко виділяються чотири гідрогеологічні зони, які є типовими для більшості родовищ вуглеводнів Дніпрово-Донецької западини:

- зона активного водообміну;
- зона повільного водообміну;
- зона утрудненого водообміну;
- зона відсутності латерального руху вод.

Всі зони між собою розділені потужними товщами аргілітів та алевролітів, які являються водотривами і визначають відповідну гідрогеологічну обстановку для накопичення і збереження покладів вуглеводнів.

Геологічна будова території, її геоструктурні і геоморфологічні особливості, а також кліматичні умови, сприяють накопиченню підземних вод, поповнення яких здійснюється за рахунок інфільтрації атмосферних опадів. Розвантаження вод перших від поверхні водоносних горизонтів здійснюється у долинах річок і балок.

Верхня зона активного водообміну, яка включає водоносні комплекси кайнозою і сеноман-нижньокрейдових відкладів мезозою прослідковується до глибини 716 – 748 м, до верхньоюрських глин. У верхній частині зони активного водообміну (до глибини 300 м) у неоген-четвертинних та палеогенових відкладах містяться прісні води гідрокарбонатні і кальцієво-натрієвого типу з мінералізацією до 1 г/дм<sup>3</sup>. Водоносний комплекс неоген-четвертинні та палеогенових відкладів є основним джерелом водопостачання для населення та промисловості.

Нижня частина зони активного водообміну включає в себе водоносний горизонт крейдових відкладів, який приурочений до товщі піщаних порід потужністю до 150 м. Води прісні та слабо солонуваті з мінералізацією 0,5 – 3,0 г/дм<sup>3</sup>, гідрокарбонатно-натрієві, натрієво-кальцієві, інколи з підвищеним вмістом заліза.

До зони повільного водообміну, яка в районі Малодівицького родовища залягає в інтервалі глибин 1060 – 1840 м, відносяться водоносні комплекси середньої юри та нижнього тріасу. Від зони активного водообміну її відділяє потужна (150 – 200 м) товща глинисто-вапнякових порід верхньої юри. Води водоносного горизонту середньої юри солонуваті, з мінералізацією до 10 г/дм<sup>3</sup>, гідрокарбонатні кальцієво-натрові. Нижньотріасовий водоносний комплекс пов'язаний з потужною (до 200 м) товщею пісковиків з прошарками гравелітів, води хлоридні, кальцієво-натрієві з мінералізацією 108 – 125 г/дм<sup>3</sup> [6].

Зона утрудненого водообміну та зона відсутності латерального руху вод включають відклади нижньої пермі, верхнього, середнього і нижнього карбону і залягають в інтервалі глибин 1904 – 2823 м. У цій зоні розвинуті високомінералізовані (від 140 до 302 г/дм<sup>3</sup>), метаморфізовані, малосульфатні розсоли хлоркальцієвого типу. В розсолах цих двох зон встановлено підвищені концентрації мікрокомпонентів – йоду (4,8 – 12,9 мг/дм<sup>3</sup>), бору (7,9 – 50,1 мг/дм<sup>3</sup>) та бромю (141,2 – 423,6 мг/дм<sup>3</sup>) [6].

Для оцінки стану довкілля в районі родовища визначальними є характеристики якісного стану підземних вод перших від поверхні водоносних горизонтів. У Яготинському гідрогеологічному підрайоні в межах верхньої частини зони активного водообміну (четвертинні, неогенові та палеогенові відклади) виділяються наступні водоносні горизонти і комплекси:

- у сучасних алювіальних відкладах;
- у нерозчленованих нижньо-, середньо- та верхньочетвертинних еолово-делювіальних відкладах;
- у відкладах полтавської світи;
- у відкладах харківської і берекської світ.

**Підземні води у сучасних алювіальних відкладах** поширені у заплавах річок і днищах балок. Водовмісні породи представлені різнозернистими, переважно дрібнозернистими, часто глинистими пісками, мулистими супісками й суглинками. Покрівлею алювіальних відкладів служить ґрунтово-рослинний покрив, підошвою у долинах річок і балок- середньо- і

верхньочетвертинні відклади. Глибина залягання водоносного горизонту не перевищує 1,5 – 5 м. Потужність алювіальної товщі у середньому коливається від 1 – 2 м до 5 – 6 м. За хімічним складом води гідрокарбонатні кальцієво-магнієві і натрієво-магнієві, гідрокарбонатно-сульфатні натрієво-магнієві і гідрокарбонатно-хлоридні натрієві з мінералізацією від 0,4 г/дм<sup>3</sup> до 2,2 г/дм<sup>3</sup>. Загальна жорсткість у середньому становить 2,3 – 12,4 мг-екв, рН 6,8 – 7,7.

Ґрунтові води у нижньо-, верхньочетвертинних еолово-делювіальних відкладах мають широке поширення в районі.

Водовмісні породи представлені бурими, червоно-бурими лесовидними суглинками з прошарками піску. Водовмісні відклади залягають на пліоцен- верхньочетвертинних червоно-бурих і строкатих глинах. Водозбагаченою є нижня частина лесової товщі потужністю до 5 м. Глибина залягання рівня вод від 5 – 7 м до 10 – 17 м. У місцях, де цей водоносний горизонт дронується сучасною ерозійною мережею, спостерігаються виходи джерел, витрати яких не перевищують 0,2 дм<sup>3</sup>/с (переважно 0,05 дм<sup>3</sup>/с). За хімічним складом переважають гідрокарбонатні кальцієво-магнієві сульфатно-гідрокарбонатні натрієві води з мінералізацією 0,6- 1,1 г/дм<sup>3</sup>. Загальна жорсткість води змінюється у межах 6 – 13 мг-екв, рН 6,0 – 8,3.

Завдяки неглибокому заляганням і переважно задовільній якості води водоносний горизонт у еолово-делювіальних відкладах в районі родовища широко використовується населенням у сільській місцевості для господарсько- побутових потреб. Водоносний комплекс широко використовується за допомогою шахтних колодязів і неглибоких свердловин - колонок.

**Підземні води у відкладах полтавської світи нижнього неогену** приурочені до дрібнозернистих пісків з прошарками глин. Води прозорі, без кольору і запаху з температурою 7,6 – 10 °С. За хімічним складом переважно гідрокарбонатні кальцієво-натрієві, кальцієво-магнієві з мінералізацією 0,5 – 0,6 г/дм<sup>3</sup>. Загальна жорсткість води становить 6,5 – 8,0 мг-екв, рН 7,1 – 7,4. Порівняно висока водозбагаченість полтавського водоносного горизонту, добра якість води і неглибоке залягання дають змогу широко використовувати його як основний водоносний горизонт для централізованого водопостачання.

**Підземні води у відкладах харківської і берекської світ середнього палеогену.** Водовмісними породами є кварцово-глауконітові-, дрібно- і середньозернисті піски, з різним ступенем глинистості, у нижній частині розрізу – пісковики з прошарками глин і алевролітів. Загальна потужність комплексу становить від 25 до 95 м. Водоносний горизонт гідравлічно пов'язаний з вищезалягаючими водоносними горизонтами

За хімічним складом переважають води гідрокарбонатні кальцієво-натрієві і кальцієво-магнієві та гідрокарбонатно-сульфатні натрієво-кальцієві з мінералізацією до 1 г/дм<sup>3</sup>. Жорсткість води коливається від 2,6 до 9,7 мг-екв, рН 6,8 – 7,6.

Завдяки значній водозбагаченості, добрій якості води і неглибокому заляганням водоносний комплекс широко експлуатується місцевим населенням за допомогою шахтних колодязів і свердловин.

До зони активного водообміну відноситься також **водоносний горизонт у відкладах бучацької світи еоцену (середнього палеогену)**, який експлуатується свердловиною № 5, що розташована на території ГЗСУ „Мала Дівиця”. За даними аналізів проб, які щоквартально виконує хіміко-аналітична лабораторія НГВУ „Чернігівнафтогаз”.

### **Поверхневі води**

Район розташування Малодівицького родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності.

У гідрографічному відношенні територія родовища характеризується наявністю річки Удай та її правої притоки р. Галка. Територія родовища розташована на вододілі цих двох річок на відстані 1 км на захід від місця їх злиття.

Довжина річки Удай - 327 км, площа басейну водозбору – 7030 км<sup>2</sup>. Долина трапецієподібна, терасована, завширшки 2,5 – 3 км (до 4 – 6 км),

Заплава двобічна, заболочена, на окремих ділянках осушена; переважна ширина 0,4 – 0,5 км; є стариці. Річище звивисте, завширшки 15 - 20 м (у верхній течії), завглибшки 0,3 – 1,5. Похил річки 0,2 м/км. Живлення мішане, з переважанням снігового. Замерзає наприкінці листопада – на початку грудня, скресає у другій половині березня. За даними верхнього гідрологічного поста в м. Прилуки (19 км нижче по течії від родовища) середня багаторічна витрата води р. Удаю становить 4,3 м<sup>3</sup>/с. Мінералізація води у річці протягом року змінюється і середні багаторічні показники становлять: у весняну повінь – 729 мг/дм<sup>3</sup>; у літньо-осінню межень - 807 мг/дм<sup>3</sup>; в зимову межень - 853 мг/дм<sup>3</sup>.

Заплава Удаю заболочена, зайнята чагарниками, лучною рослинністю.

Русло річки меандрує, утворюючи багаточисельні озера-стариці, заплавна частина сильно заболочена.

Річка Галка має довжину 30 км і площу водозбору 235 км<sup>2</sup>. Її заплава частково заболочена, русло за декілька кілометрів до впадіння в Удай зарегульоване в канал.

Живлення річок здійснюється як за рахунок атмосферних опадів, так і за рахунок підтоку підземних вод, особливо у посушливі періоди року.

Коефіцієнт щільності річкової мережі району становить 0,25 км/км<sup>2</sup>.

За річним розподілом стоку для даної території характерне весняне водопілля, стійка літня межень, яка порушується зливовими і дощовими паводками, невеликим підвищенням рівня річок восени і низькою водністю взимку. Початок весняного водопілля відноситься до першої половини березня. Закінчується воно у першій декаді травня. Значення рівнів підйому води становлять від 1 до 3 м. Літньо-осіння межень триває з травня по жовтень- листопад. Замерзають річки наприкінці листопада - на початку грудня, скресають до кінця березня.

Характер хімічного складу річкових вод Лісостепового лівобережного придніпровського типу водозборів зумовлюється вираженим содовим засоленням ґрунтового покриву. Значне поширення ґрунтів солонцюватого типу і наявність содових солончаків у долинах річок Удай та Галка зумовлює дещо підвищену мінералізацію вод і підвищений вміст у них іонів НСО<sub>3</sub><sup>-</sup>, Mg<sup>2+</sup>, та K<sup>+</sup>. В межень величини мінералізації досягають 813,3 – 892,2 мг/дм<sup>3</sup>, зменшуючись у період високої весняної повені до 718,0 – 741,0 мг/дм<sup>3</sup>. Річкові води належать до гідрокарбонатного класу групи магній-кальцієвих або натрій- кальцієвих.

В літньо-осінній посушливий період у живленні річок зростає доля підземних вод.

За даними середньорічних гідрохімічних показників води р. Удай відносяться до гідрокарбонатно-сульфатного кальцієво-натрієвого або гідрокарбонатно-сульфатного натрієво-кальцієвого типу.

Протягом 2024 року на території Малодівицького родовища було проведено повний комплекс моніторингових досліджень з визначення показників забруднюючих речовин у поверхневих та підземних водах.

За даними Звіту з проведення післяпроектного моніторингу на Малодівицькому родовищі за 2024 рік, з метою організації спостережень за станом підземних вод на родовищі проби відбираються із свердловини та шахтних колодязів місцевого населення, які використовуються для децентралізованого водопостачання.

Контроль якості поверхневих вод в межах родовища:

Вода в пункті 312201 (артезіанська свердловина 5) – протягом року середній вміст іонів хлору в воді становить до 35,0 мг/дм<sup>3</sup>. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,9 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 796,0 мг/дм<sup>3</sup>. Нафтопродукти в воді не виявлені. Вміст інших контрольованих показників в воді в межах норми.

Загальний стан підземних вод досліджуваного водоносного горизонту обумовлений природними чинниками. Вода задовільної якості. Вплив на підземні води, зумовлений виробничою діяльністю, відсутній.

Вода в пункті 312301 (криниця, селище М. Дівиця, вул. Коцюбинського, 28) – середній вміст іонів хлору в воді становить 145,5 мг/дм<sup>3</sup>. За водневим показником, який становить 7,35 од. рН вода слабо лужна. Мінералізація в середньому становить 968,5 мг/дм<sup>3</sup>. Нафтопродукти в воді не виявлені.

Вода в пункті 312302 (криниця, селище М. Дівиця, вул. Вишнева, 37) - середній вміст іонів хлору в воді становить 23,0 мг/дм<sup>3</sup>. За водневим показником, який становить 7,6 од. рН, вода слабо лужна. Середня мінералізація становить 894 мг/дм<sup>3</sup>. Нафтопродукти в воді не виявлені.

Вода, проби якої відібрано з криниць в селище М. Дівиця, дуже тверда (жорсткість понад 9,0 ммоль/дм<sup>3</sup>), що спричинено високим природним вмістом солей кальцію і магнію в породі водоносного горизонту.

Вміст решти контрольованих показників в межах норми.

Загальний стан підземних вод досліджуваного водоносного горизонту обумовлений природними чинниками. Негативний вплив на води підземні, зумовлений виробничою діяльністю підприємства, відсутній.

### **3.6 Дані про стан ґрунтового покриву**

Так як район належить до фізико-географічної зони Лісостепу, тут переважають типові чорноземи, глибокі малогумусні та вилужені середньогумусні чорноземи.

За даними агрохімічного паспорту Чернігівської філії ДУ “Держґрунтохорона” на даній земельній ділянці залягають чорноземи типові малогумусні та чорноземи сильнореградовані, за механічним складом – середньосуглинкові (агровиробнича група 53д). Глибина гумусного горизонту 40 см. Вміст гумусу у ґрунті 3,95%.

Агрохімічна оцінка ґрунтів області є однією із найвищих в Україні та становить в середньому 51 бал (на даній земельній ділянці – 48 балів). Родючість ґрунтів області за вказаною шкалою порівняно з іншими регіонами України є вище середньої.

Тривале використання у сільськогосподарському виробництві ґрунтового покриву Чернігівської області істотно впливає на вміст гумусу та його якісний склад. Саме гумусу належить особлива роль, що визначає ґрунтову родючість і відрізняє ґрунти від ґрунтотворних порід. Тому моніторинг є дуже важливим засобом контролю його стану.

На Малодівицькому родовищі з метою визначення впливу об’єктів виробничої діяльності НГВУ „Чернігівнафтогаз” на стан ґрунтового покриву у визначених точках спостережень були відібрані зразки ґрунтового покриву. Дослідження відібраних проб проводились лабораторією Служби охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”.

Аналіз визначених проб проводився за такими основними показниками: рН водної витяжки, вміст карбонатів, бікарбонатів, хлоридів, кальцію, магнію, калію, натрію, сульфатів, токсичних солей, азоту лужногідролізованого, загального заліза, вуглецю органічної речовини, гумусу, рухомого фосфору, щільний залишок, вміст нафтопродуктів. Результати лабораторних досліджень проб ґрунтів за 2024 рік наведено в таблиці 3.3.

Порівняльний аналіз отриманих даних показав, що в цілому величина показників в усіх обстежених ґрунтах, являється характерною для даного типу ґрунтів і відповідає нормативним величинам.

**Таблиця 3.3** Результати досліджень стану ґрунтів за 2024 рік на території Малодівицького родовища

2024 рік	I півріччя		II півріччя
	Проба № 1 (територія ГСЗУ, ППТ "М. Дівиця")		Проба № 2 (селище Мала Дівиця, вул. Космонавтів)
рН водної витяжки, одиниці рН	7,26	6,75	7,01
Вміст карбонатів, мг/кг	< 6,0*	< 6,0*	< 6,0*
Вміст бікарбонатів, мг/кг	305	137,25	311,1
Вміст хлоридів, мг/кг	18,08	47,93	23,24
Вміст кальцію, мг/кг	60	44	70
Вміст магнію, мг/кг	8,54	7,32	9,76
Вміст сульфатів, мг/кг	< 20,0*	20,56	< 20,0*
Вміст натрію, мг/кг	4,6	21,6	4,8
Вміст калію, мг/кг	13,2	10,8	37,3
Щільний залишок, %	< 0,10*	< 0,10*	< 0,10*
Токсичні солі, мг/кг	165,9	100,8	141,7
Вміст заліза загального Fe <sub>(заг)</sub> , мг/кг	23	129,2	12,9
Вміст вуглецю органічної речовини, %	1,4	2,03	2,17
Гумус, %	2,42	3,51	3,74
Вміст азоту лужногідролізованого, мг/кг	47	40,6	50,4
Вміст рухомого фосфору, мг/кг	52,5	250,7	201
Вміст нафтопродуктів, мг/кг	190	306	616

### 3.7 Стан флори і фауни

За геоботанічним районуванням України територія розташування Малодівицького родовища знаходиться в Прилуцько-Лохвицькому геоботанічному районі Роменсько-Полтавського геоботанічного округу лучних степів, дубових, грабово-дубових лісів і евтрофних боліт Лівобережнопридніпровської підпровінції Східноєвропейської провінції Європейсько-Сибірської лісостепової області Лісостепової зони.

Більшу частину родовища займає сільбищна зона селище Мала Дівиця та сільськогосподарські угіддя (рілля, пасовища, присадибні ділянки мешканців селища). Лише в південно-східній частині спеціального дозволу на користування надрами родовища незначну територію займає лісовий масив. Це широколистяний ліс, деревостан якого представлений переважно такими породами: дуб звичайний, граб звичайний, клен гостролистий, липа серцелиста, береза, осика, вільха. Деревостан двоярусний. Перший ярус складає дуб звичайний і клен гостролистий, висотою 22 – 24 м; другий – переважно з клену та липи, його висота до 14 – 18 м. Підріст малочисельний з клену гостролистого, вільхи та берези висотою до 3 – 7 м. Підлісок представлений бузиною чорною, вовчою ягодою, з чагарникових зустрічаються також зарості ожини і малини.

Травостій, як правило, у лісах дуже розріджений. Представлений такими видами: кропива дводомна, чистотіл великий, гравілат міський, підмареник прибережний, купина багатоквіткова, зірочник ланцетолистний, медунка темна, фіалка дивна, дзвіночок оленячий. Навесні можна побачити анемону, проліску, ряст, чистяк весняний, гусячу цибулю.

У районі родовища на незначних за площею нерозораних ділянках збереглися лучні степи та остепненні луки. Основну частку території займають сільськогосподарські угіддя на місці середньодніпровського степу.

У заболочених долинах річок Удай та її правої притоки – Галки, старицях Удаю та балках флора представлена заплавленими луками та болотними видами рослин.

Природна рослинність району майже не збереглася і колишні широколистяні ліси і лугові степи зараз замінені агрофітоценозами.

Від степів збереглися лише невеликі ділянки, в основному на прирічкових схилах і схилах окремих балок. Значна частина таких степових ділянок є вторинними, післялісовими.

Для заплавлених лук характерні тонконіг вузьколистий, пирій повзучий, мітлиця біла; конюшина біла й червона, люцерна, для суходільних луків — тонконіг лучний і тонконіг вузьколистий, вівсяниця лучна і червона, тонконіг бульбистий.

Вздовж русла р. Удай, в її низькій та високій заплавах, а також в старицях широким розвитком користується болотна рослинність – це, в основному, трав'янисті високотравні рослини (очерет, рогіз) та осокові. Прибережно-водна і водна рослинність складається як із водоростей, так і з вищих водних рослин. У залежності від глибини, вони утворюють прибережно-водні (очерет, рогіз, лепешняк, стрілолист тощо) та водні угруповання: латаття, глечики, ряска, жабурник, рдест.

Фауна району представлена здебільшого гризунами – мишами різних видів, рідко зустрічається заєць сірий, лисиця. Серед птахів найпоширенішими є припутень, посмітюха, лелека білий, просянка, куріпка сіра, жайворонок, горлиця звичайна, дрізд-ягідник, синиця, шуліка чорний, щиглик, яструб великий.

У болотних заростях поширені кутора (звичайна, мала), луни (болотяний, лучний), курочка водяна, очеретянки (велика, лучна); крижень, чапля сіра, лиска, лунь очеретяний, плиска, ремез.

З плазунів та земноводних зустрічаються вуж водяний та звичайний, ящірка прудка, жаби кількох видів, квакша звичайна, кумка червоночерева, ропуха зелена та сіра.

В Удаї водяться такі види риб як карась, щука, лящ, плотва, верховодка, окунь, в'язь, лин, в'юн, гірчак, пічкур та ін. Місцями трапляються раки. Кількість риби в останні роки зменшується через масове браконьєрство.

Об'єкти родовища розташовані, в основному, на землях сільськогосподарського призначення – ріллі та вигоні.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

При експлуатації родовища та здійсненні виробничої діяльності з повернення СПВ виникає ряд факторів, що створюють опосередкований вплив на стан тваринного світу.

Цей вплив пов'язаний із різними змінами абіотичних та біотичних компонентів середовища проживання тварин, що впливає також на розподіл, чисельність і умови відтворення організмів. Провідними факторами опосередкованого впливу є вилучення і трансформація місць проживання тварин, шумовий вплив техніки та насосного устаткування, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

Природно-заповідні об'єкти у межах впливу проєктованої діяльності відсутні (лист ОДА за № 08-08/2142 від 19.09.2024 р.).

Зважаючи на те, що всі технологічні об'єкти родовища знаходяться на значній відстані (4,5-6 км) від природно-заповідного об'єкту – Ічнянського НПП, їх вплив на стан заповідної території оцінюється як мінімально низький.

Технологічний комплекс повернення супутньо-пластових вод (СПВ) Малодівицького родовища розташований на відстані понад 5,9 км в південно-західному напрямку від ділянки Смарагдової мережі (UA0000036 – Ічнянського НПП).

У зв'язку із значною віддаленістю об'єктів Смарагдової мережі від місця здійснення планованої діяльності, впливу на об'єкти смарагдової мережі не передбачається.

Карту-схему об'єктів Смарагдової мережі України в районі виробничої діяльності з повернення СПВ на Малодівицькому родовищі наведено на рисунку 3.7.



**Рисунок 3.7** Карта–схема об’єктів (UA0000036 – Ічнянський НПП ) Смарагдової мережі України в районі розташування технологічного комплексу системи ППТ Малодівицького родовища (ГЗСУ і ППТ) [<https://emerald.eea.europa.eu/>]

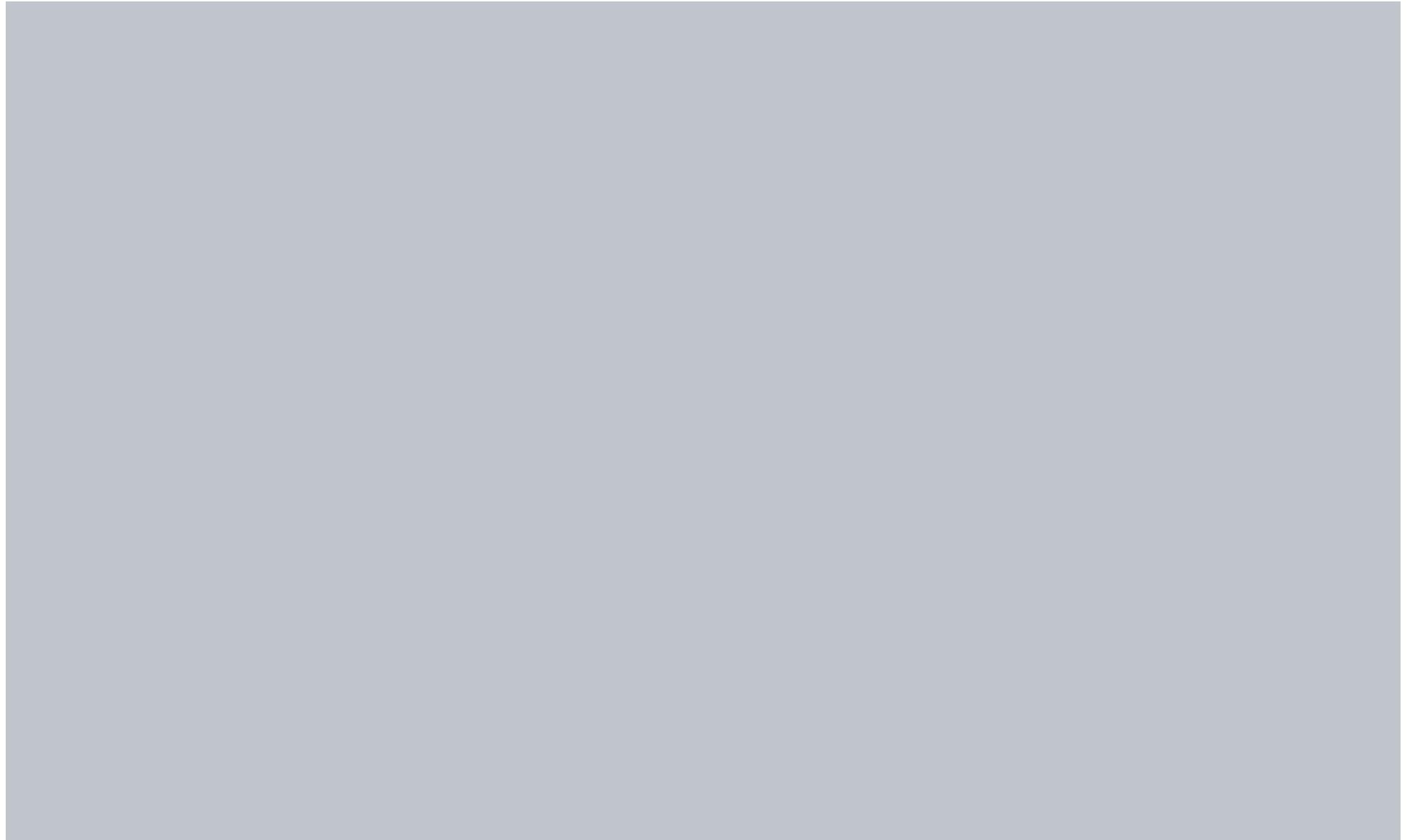
### 3.8 Опис об'єктів природно-заповідного фонду

Згідно запиту НГВУ „Чернігівнафтогаз” до департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо надання інформації про наявність об'єктів природно-заповідного фонду на території родовища отримано відповідь (лист ОДА за № 08-08/2142 від 19.09.2024 р.) про те, що в межах спеціального дозволу на користування надрами Малодівицького родовища природно-заповідні об'єкти відсутні. (Додаток 7). Найближчий до родовища природоохоронний об'єкт – це Ічнянський національний природний парк, який розташовується північно-східніше від нього на відстані 4,5 – 6 км

Ічнянський національний природний парк був створений відповідно до Указу Президента України від 21 квітня 2004 року № 464. Парк створено з метою збереження, відтворення і раціонального використання типових і унікальних лісостепових природно-ландшафтних та історико-культурних комплексів у верхів'ї р. Удай.

До його складу без вилучення у землекористувачів (дендрологічний парк загальнодержавного значення „Тростянець”, 204,7 га та Прилуцьке державне лісогосподарське підприємство 4775,0 га). Згідно з функціональним зонуванням у парку виділено: заповідну зону (2140, 0 га), зону регульованої рекреації (7324,7 га), зону стаціонарної рекреації (35,0 га) та господарську зону (166,1 га).

Карту-схему об'єктів природно-заповідного фонду в районі розташування технологічного комплексу системи повернення СПВ Малодівицького родовища (ГЗСУ і ППТ) наведено на рисунку 3.8:



**Рисунок 3.8**– Карта-схема об’єктів природно-заповідного фонду в районі розташування технологічного комплексу системи повернення СПВ та ППТ Малодівицького родовища

### 3.9 Опис стану техногенного середовища

Описуване середовище є частиною природно-промислового комплексу, сформованого під впливом пошуково-розвідувальних робіт, і, як результату, послідуєчого видобутку нафти і газу. Комунікації в районі робіт представлені мережами ЛЕП та шляхами сполучень. Природне середовище зазнало техногенного впливу через проведення бурових робіт, мережа доріг до бурових внесла зміни в ландшафт, частина земель, що відведені під свердловини і перебувають в промислово-дослідній експлуатації, виведено з природного стану. В зоні проєктованих робіт відсутні рекреаційні зони, культурні ландшафти, пам'ятники архітектури. Дитячі, спортивні заклади, курорти, санаторії, будинки відпочинку, інші лікувально-оздоровчі установи в районі розташування бурового майданчика також відсутні.

Основний негативний вплив на навколишнє середовище від процесу повернення СПВ полягає у вилученні земельних ділянок (під поглинальні свердловини, технологічні об'єкти) у довгострокове користування на період розробки МалоДівицького родовища. Проєктована діяльність здійснюватиметься у межах відводу земельних ділянок.

Розміри санітарно-захисних зон (СЗЗ) навколо об'єктів впливу на навколишнє середовище становлять 300 м (за ДСП № 379/1404-96, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19.06.1996 р. № 173 із змінами, внесеними згідно з наказом цього ж Міністерства за № 362 від 02.07.2007 р.).

При дотриманні розмірів СЗЗ процес повернення СПВ є безпечним для місцевого населення і відповідає вимогам діючого природоохоронного законодавства.

У межах впливу виробничих об'єктів проєктованої діяльності відсутні житлова забудова, об'єкти і споруди інших галузей промисловості та споруди соціально-економічного призначення, природно-заповідні об'єкти.

При впровадженні планованої діяльності не передбачається впливів на промислові, сільськогосподарські та житлово-цивільні об'єкти, наземні і підземні споруди, соціальну організацію території, пам'ятники історії, архітектури і культури

Серед пам'яток культурної спадщини, що розташовані найближче до об'єкту планованої діяльності слід виділити 2 поселення і 3 могили черняхівської культури та поселення періоду Київської Русі.

Знаходиться на південний захід від об'єкта планованої діяльності на відстані більше 4 км.

Черняхівське поселення – на правому березі ріки Рудка, навпроти селища Мала Дівиця біля повороту ріки Рудьки, в урочищі Яремний хутір (колишній Соболів Хутір). Поселення черняхівської культури, давньоруського часу, XIV століття - на північ від кладовища, довжиною біля 200 метрів (на північно-західній околиці села). Поселення черняхівської культури Мала Дівиця 2 – на лівому березі ріки в 300 метрах на схід від садиби Е.І. Комар.

В селищі Мала Дівиця встановлено пам'ятники Т.Г. Шевченку та козакам Дівицької сотні Прилуцького полку, учасникам національно-визвольної війни українського народу 1648 - 1657 років.

Знаходяться на південний захід від об'єкта планованої діяльності на відстані більше 2,6 км.

Технологічний процес повернення супутньо-пластових вод із застосуванням запропонованих у даному проєкті заходів дасть змогу покращити екологічну ситуацію в районі родовища, що матиме для регіону позитивний характер.

### 3.10 Соціально-економічні умови

В адміністративному відношенні об'єкт проєктованої діяльності розташований в Прилуцькому районі Чернігівської області в межах території Малодівицької територіальної громади.

В Прилуцькому районі Чернігівської області дещо переважає сільське населення (близько 53 %). Щільність населення складає близько 23 людини на км<sup>2</sup>, тобто район не є густозаселеним. Працездатне населення нараховує близько 60 %. Населення зайняте, в основному, у сільському господарстві (у районі розташування родовища добре розвинене землеробство і тваринництво), а також у нафтогазовидобувній, газопереробній, легкій та харчовій галузях промисловості.

Найближчими населеними пунктами в районі планованої діяльності від св 36 Малодівицького родовища є селище Мала Дівиця (██████) та с. Заудайка (██████) від св 25 Малодівицького родовища,

Мала Дівиця – селище в Україні, в Чернігівській області, Прилуцькому районі. Населення становить 1751 осіб. Входить до складу Малодівицької сільської громади.

Заудайка – село в Україні, в Чернігівській області, Прилуцькому районі. Населення становить 33 осіб. Входить до складу Малодівицької сільської громади.

Найближча житлова забудова від ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища розміщена: в західному напрямку на відстані ██████ – селище Мала Дівиця; в північно-східному напрямку на відстані ██████ – с. Заудайка.

В межах впливу планованої діяльності з повернення СПВ відсутні об'єкти з підвищеними природоохоронними вимогами.

Санітарно-захисна зона від джерел впливу до населених місць (300 м) витримана.

В межах СЗЗ відсутня житлова забудова, парки для відпочинку, дитячі та лікувально-оздоровчі заклади. Види і ступінь захворюваності місцевого населення не відрізняються ніякими особливостями по відношенню до загальностатистичних даних.

Відповідно до вимог ДСП 173-96, на межі санітарно-захисної зони концентрації та рівні шкідливих факторів не повинні перевищувати значень гігієнічних нормативів.

Планова діяльність з повернення СПВ пов'язана з незначними викидами шкідливих речовин (без перевищення ГДК) та не буде мати значного негативного впливу на соціальне середовище і призводити до негативного впливу на стан здоров'я населення.

### 3.11 Ймовірні зміни базового сценарію без здійснення планованої діяльності

Малодівицьке нафтове родовище відкрите Прилуцькою експедицією глибокого буріння тресту „Чернігівнафтогазрозвідка” у 1971 р.

Пошуково-розвідувальні роботи на Малодівицькій площі були розпочаті в 1963 р. Були пробурені 4 свердловини (1, 2, 3, 4), які не виявили у розрізі ознак нафтогазоносності.

У зв'язку з негативними результатами, подальше буріння на площі було припинено і відновлено в 1970 році бурінням свердловини 5. А в жовтні 1971 р. при випробуванні горизонту В-15 із пошукової свердловини 5 було отримано промисловий приплив нафти. В дослідно-промислову експлуатацію родовище введено в 1971 р. У промисловій розробці родовище знаходиться з 1974 року.

В межах Малодівицького родовища за весь період пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт пробурено 50 свердловин. Станом на 01.10.2024р. знаходиться: в діючому фонді – 6 свердловин (видобувні) (13, 40, 46, 44, 47, 48), поглинальні – 3 свердловини (25, 36, 41), в п'єзометрії – 9 свердловин (5, 23, 24, 52, 12, 26, 32, 29, 30) нагнітальні – 1 свердловина (9), у бездії – 8 свердловин (57, 15, 38, 51, 39, 45, 42, 34, 14), ліквідовано – 12 свердловин (1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 28, 31, 33), в консервації – 5 свердловин (37, 43, 50, 53, 55), в очікуванні ліквідації – 5 свердловин (21, 22, 27, 35, 49).

Всі свердловини Малодівицького родовища мають багатоклонну конструкцію з підняттям цементу до устя свердловин, що забезпечує герметичність міжколонного і позаколонного простору та запобігає потраплянню рідин продуктивних пластів (тих, що розробляються) до незадіяних для видобування корисних копалин гірських порід геологічного середовища.

За матеріалами Звіту з Оцінки впливу на довкілля планованої діяльності з продовження видобування на Малодівицькому родовищі корисних копалин – вуглеводнів НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” (Висновок з Оцінки впливу на довкілля № [REDACTED] від 02.09.2019р.), даними моніторингових досліджень (результатами інструментальних замірів та лабораторних досліджень), тривалий період видобування нафти, газу і конденсату на родовищі не призвів до суттєвого забруднення чи деградації компонентів довкілля.

Без проведення планованої діяльності з повернення СПВ на Малодівицькому родовищі показники якості довкілля скоріш за все залишаться на тому ж рівні.

На основі доступної на даний час екологічної інформації та наявних наукових знань відсутня можливість оцінити зміни стану природних вод та ґрунтів у разі відмови від здійснення планованої діяльності.

#### **4 ОПИС ФАКТОРІВ ДОВКІЛЛЯ, ЯКІ ЙМОВІРНО ЗАЗНАЮТЬ ВПЛИВУ З БОКУ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ**

Основним видом негативного впливу на навколишнє природне середовище у процесі проекрованої діяльності може бути витік супутньо-пластових вод із системи їх повернення у пласт-колектор.

Можливими джерелами витоків СПВ у оточуюче середовище під час їх повернення можуть бути:

- нещільності фланцевих з'єднань технологічного обладнання, гирлової арматури, трубопроводів;
- свищі і пориви трубопроводів, резервуарів, інших металічних конструкцій внаслідок корозії та механічного пошкодження.

При експлуатації промислових споруд у робочому режимі їх вплив на геологічне середовище, ґрунт, підземні та поверхневі води території мінімальний і можливий лише у випадках порушення штатного технологічного процесу (аварійні ситуації).

При зборі, транспортуванні, підготовці і поверненні супутньо-пластових вод у тріасовий пласт-колектор на Малодівицькому родовищі потенційними негативними факторами впливу на навколишнє природне середовище можуть бути наступні фактори:

- забруднення надр, ґрунту, підземних та поверхневих вод високомінералізованими супутньо-пластовими водами у випадках аварійного порушення герметичності колон і обв'язки поглинальних свердловин, поривів напірних водоводів;
- погіршення якості сільськогосподарських земель при будівництві виробничих об'єктів та комунікацій і при аваріях;
- порушення естетичної привабливості сучасної сільської місцевості через присутність технологічного устаткування та інженерних комунікацій (резервуарів, огорожень, ліній електропередач та ін.).

Можливі причини і шляхи надходження СПВ у навколишнє природне середовище поділяються на технологічні і аварійні.

До технологічних причин відносяться:

- забруднення підземних вод питної якості через негерметичність колон і неякісне цементування позатрубного простору поглинальних свердловин;
- пориви трубопроводів внаслідок заводських дефектів труб.

До аварійних причин відносяться пориви трубопроводів через механічні пошкодження та внаслідок корозії металу.

Характеристика джерел, видів і характеру впливу на природне навколишнє середовище на Малодівицькому родовищі наведена в таблиці 4.1. З таблиці видно, що основними можливими видами впливу на навколишнє середовище є засолення ґрунтів, поверхневих і підземних вод.

**Таблиця 4.1** – Характеристика джерел впливу, видів і характеру їхнього потенційного впливу на навколишнє середовище

Агенти	Джерело, вид і характер впливу	Об'єкт впливу
Супутньо-пластова вода	1 Корозія днищ резервуарів. Засолення земельної ділянки проммайданчика і поверхневих вод. Тимчасове.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	2 Пориви водопроводів у результаті корозії стінок трубопроводів. Можливе засолення поверхневих, підземних вод та земельної ділянки в місцях поривів. Тимчасове.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	3 Ремонт технологічного устаткування і трубопроводів. Забруднення земельної ділянки й поверхневих вод. Технологічно неминуче, епізодичне.	Ґрунти, поверхневі води, породи зони аерації
	4 Порушення герметичності колон поглинальних свердловин. Забруднення надр і підземних вод. Аварійне, тимчасове.	Підземні води, гірські породи

При здійсненні планованої діяльності ймовірно зазнають впливу наступні фактори довкілля:

- **атмосферне повітря** – в процесі здійснення планованої діяльності очікуваний вплив на атмосферне повітря оцінюється складом, характеристикою та кількістю викидів забруднюючих речовин від джерел впливу технологічного комплексу ГЗСУ та системи ППТ Малодівицького родовища (КНС) (максимально-разових, *г/сек* та валових, *т/н.с.*), а також їх значеннями на межі СЗЗ (300 м). Перелік джерел викидів та очікуваних забруднюючих речовин, які поступатимуть в атмосферу, наведено (розділ 5.2, табл. 5.15).

Максимальні приземні концентрації по всіх забруднюючих речовинах, визначені на підставі розрахунків розсіювання, на межі нормативної санітарно-захисної зони не перевищують гранично-допустимих концентрацій з урахуванням фонового забруднення атмосферного повітря (таблиця 5.17).

- **кліматичні фактори** (у тому числі зміна клімату та викиди парникових газів) – масштабних негативних впливів на клімат не передбачається, викиди парникових газів (вуглекислого газу, метану, оксиду діазоту N<sub>2</sub>O) при спалюванні супутнього газу на факельній установці – мінімальні. Змін мікроклімату в результаті планованої діяльності не очікується. В результаті провадження планованої діяльності відсутні значні виділення теплоти, інертних газів, вологи. Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

- **геологічне середовище** – допустимий вплив. Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу, який вміщує стратиграфічні комплекси і підземні горизонти з відмінними по величині пластовими параметрами: градієнтами гідророзриву порід, градієнтами пластових тисків і градієнтами температур. При виникненні аварійних ситуацій можуть створюватися умови, які негативно впливатимуть на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків мінералізованих вод і газу з нафтою, таким чином виникає імовірність забруднення надр.

У процесі повернення супутньо-пластових вод у поглинаючий пласт-колектор ймовірні наступні аварійні ситуації: розриви шлейфів поглинальних свердловин,

порушення герметичності експлуатаційних колон, вихід з ладу поглинальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури. Аварії можуть відбутися в результаті корозійного впливу на них пластових вод, а також механічного пошкодження або при порушенні технології повернення.

Характер аварій у поглинальних свердловинах визначається, в основному, технічним станом експлуатаційних колон, що залежить від тривалості експлуатації цих свердловин, ступенем інгібіторного захисту, своєчасним контролем і виявленням місця розгерметизації колони і якістю виконання ізоляційних робіт.

Вихід з ладу нагнітальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури також вплинуть на навколишнє природне середовище.

- **грунт** – у процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами у випадку аварійних витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

Форма і розміри первинного ореола забруднення ґрунтів на поверхні багато в чому залежить від рельєфу ділянки, де відбувся витік. На рівних ділянках ореол має вигляд витягнутого по лінії траншеї еліпса. У межах трансаккумулятивних ландшафтів ореол має більш складну форму, успадковуючи особливості рельєфу й простягається у вигляді шлейфа вниз по схилу або у вигляді лінійних зон уздовж по балках. Площа таких ореолів залежить від обсягу СПВ, що витекли з водопроводу.

Первинний ореол засолення під впливом атмосферних вод істотно змінюється, трансформується не тільки форма, але й ступінь засолення ґрунтів.

Для Малодівицького родовища характерний водний режим непромивного типу. Атмосферна волога промочує ґрунт лише на певну глибину і накопичується в сорбційно-завислій формі. Промочування досягає найбільшої глибини в травні, що у різні роки коливається від 2,5 до 4,5 м. Починаючи з кінця травня за рахунок випаровування та десукції відбувається висушування ґрунту. До вересня-жовтня ґрунт висушується на всю глибину, після чого знову починається його поступове промочування.

Десукція викликає переміщення завислої вологи в напрямку до поверхні. Цей процес забезпечує перенесення солей у приповерхневі шари. Одночасно, за рахунок атмосферних опадів, первинний ореол засолення розширюється. У реальних умовах процеси самоочищення ґрунтів досить складні. Для техногенно засолених ґрунтів строк їх відновлення до природних вихідних показників складає 7–10 років від моменту забруднення.

З метою попередження попадання забруднюючих речовин в ґрунт при проведенні інтенсифікації приймальності поглинальних свердловин (кислотні обробки, інші методи інтенсифікації) використовується спеціальна техніка.

Вся спеціальна техніка обв'язується з гирлом свердловини і ємностями герметизованими трубопроводами. Операції при проведенні кислотних ванн і обробок проводяться по замкнутому циклу. Перед початком робіт вся система обв'язки підлягає випробуванню на герметичність. Водний розчин соляної кислоти постачається на свердловини в готовому вигляді.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- розробляється план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- застосування ефективних засобів захисту труб від корозії;
- застосування корозійно-стійких труб;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- ремонтні роботи на свердловинах та трубопроводах проводити у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивация земель, засолених супутньо-пластовими водами.

В штатному режимі, при дотриманні технологічних регламентів і техніки безпеки, при якісному виконанні робіт, а також проведенні постійного нагляду та контролю за виробничим процесом, рівень можливого забруднення – мінімальний.

- **стан фауни, флори, біорізноманіття землі** (у тому числі вилучення земельних ділянок) – очікується опосередкований вплив на дані компоненти довкілля.

У період експлуатації родовища основними джерелами впливу на рослинний покрив є транспортні засоби, будівельна техніка і механізми. Найбільший вплив на рослинний світ пов'язаний з ремонтом свердловин і трубопроводів, доріг та інших комунікацій.

Виділяються наступні види впливів на рослинність:

- пошкодження рослинності внаслідок забруднення ґрунтового покриву при витоках супутньо-пластових вод;
- знищення трав'янистого покриву при русі транспортної техніки;
- вирубка чагарникової рослинності при проведенні ремонтних робіт на трубопроводах.

У штатному режимі роботи при умові дотримання екологічних вимог вплив на рослинний світ буде в допустимих межах і не призведе до незворотних наслідків. На землях, де розташовуються інженерні комунікації та споруди системи повернення СПВ, немає рідкісних і зникаючих видів рослин, що особливо охороняються.

З метою охорони рослинного світу передбачаються наступні заходи:

- ліквідація аварійних розливів СПВ;
- рух автотракторної техніки при ремонтних роботах на трубопроводах та при ліквідації можливих розливів СПВ здійснювати в межах відведених земельних ділянок.

При експлуатації родовища та здійсненні виробничої діяльності з повернення СПВ виникає ряд факторів, що створюють опосередкований вплив на стан тваринного світу.

Цей вплив пов'язаний із різними змінами абіотичних та біотичних компонентів середовища проживання тварин, що впливає також на розподіл, чисельність і умови відтворення організмів. Провідними факторами опосередкованого впливу є вилучення і трансформація місць проживання тварин, шумовий вплив техніки та насосного устаткування, порушення існуючих шляхів щоденного та сезонного руху тварин, сама присутність людини.

Природно-заповідні об'єкти у межах впливу проекрованої діяльності відсутні.

- **здоров'я населення** – допустимий вплив. Виконані розрахунки розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі показали, що максимальні приземні концентрації забруднюючих речовин на межі нормативної санітарно-захисної зони виробничого об'єкту та межі найближчої житлової забудови не перевищують нормативів ГДК (з урахуванням фону), що відповідає санітарним та екологічним вимогам.

Розрахункові ризики розвитку неканцерогенних ефектів для здоров'я населення при впливі забруднюючих речовин, що викидаються джерелами викидів, є припустимими, ймовірність виникнення шкідливих ефектів у населення надзвичайно мала. Соціальний рівень ризику оцінюється як "прийнятний".

Шумове навантаження, вплив вібрації та інших фізичних факторів на житлові території в межах норми.

- **соціально-економічні умови** – позитивний вплив. Позитивним впливом планованої діяльності на соціальні умови життєдіяльності населення є можливість створення додаткових робочих місць та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку.

На матеріальні об'єкти, включаючи архітектурну, археологічну та культурну спадщину негативних впливів не передбачається. Об'єкти архітектурної, археологічної та культурної спадщини в районі розташування Малодівичького родовища відсутні.

Таблиця 4.2 - Узагальнююча таблиця впливу проектованої діяльності на фактори довкілля

Фактори	Фази життєвого циклу проекту	Опис (характеристика) впливу																	Оцінка значимості впливу				
		негативний	позитивний	трансформуючий	прямий	опосередкований або побічний	невідворотний	оборотний	незворотний	короткостроковий	середньостроковий	довгостроковий	тимчасовий	постійний	місцевий	Ширшого масштабу	кумулятивний	ймовірний у штатному режимі	ймовірний у разі аварій	Незначний	Помірної значимості	значний	
Атмосферне повітря	0	+	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	+	-	-	
	1	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	+	-	+	+	+	+	+	-	-
	2	+	-	-	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	+	-	-
Поверхневі води	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	+	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Підземні води	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	+	-	-
	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ґрунти	0	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	-	-	
	1	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	-	-	
	2	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	
Флора, фауна	0	+	-	-	+	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	-	-	
	1	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	-	-	
	2	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	
Природно-заповідний фонд	0	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-	
	1	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-	
	2	+	-	-	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-	
Здоров'я населення	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1	+	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+	-	-	
	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*Фази життєвого циклу проекту: 0 - підготовчі і будівельні роботи, 1 – провадження власне планованої діяльності (операційна фаза), 2 – виведення з експлуатації, включаючи роботи з демонтажу по завершенню планованої діяльності.

## **5 ОПИС І ОЦІНКА МОЖЛИВОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ**

При розробці даного розділу враховані вимоги керівних матеріалів і нормативно-методичних документів з охорони навколишнього середовища, які регламентують або відображають вимоги експлуатації такого роду об'єктів.

Розробка нафтогазових родовищ супроводжується, як правило, поверненням супутньо-пластових вод (СПВ) у підземні горизонти. Тому в процесі їх видалення охорона надр та інших складових навколишнього природного середовища набуває особливо важливого значення.

Мінеральні й органічні забруднювачі, що входять до складу СПВ, потрапляючи у навколишнє середовище, у водоносні горизонти прісних підземних вод та інші водні об'єкти можуть викликати зміни в екологічній рівновазі території, де здійснюється їх повернення.

Супутньо-пластові води утворюються у процесі підготовки нафти, який передбачає її дегазацію і зневоднення. Основними джерелами впливу на оточуюче середовище є об'єкти виробничої діяльності, що входять до складу технологічної схеми збору, підготовки та транспортування видобутої продукції та системи повернення СПВ у тріасовий горизонт. Вказана технологічна схема детально описана в розділі 1.3.

### **5.1 Клімат і мікроклімат**

Змін мікроклімату в результаті впровадження короткотривалої планованої діяльності не очікується.

Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

Виходячи з вищевикладеного, заходи з попередження негативних впливів планованої діяльності на клімат і мікроклімат, а також пов'язаних з ними несприятливих змін у навколишньому середовищі не передбачаються.

### **5.2 Повітряне середовище**

#### **5.2.1 Фонове забруднення атмосферного повітря**

Загалом, стан повітряного середовища залишається сприятливим, на що вказують фонові концентрації основних забруднюючих речовин (оксидів азоту, оксиду вуглецю, вуглеводнів, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом), які складають не більше 0,4 долі ГДК.

Фонові концентрації забруднюючих речовин, що потраплятимуть в атмосферне повітря при здійсненні планованої діяльності, приведені за даними Департаменту захисту довкілля та енергетики Чернігівської ОДА Лист №01-80/1151 від 16.08.2022 (Додаток 2).

**Таблиця 5.1** – Фонові концентрації забруднюючих речовин, що потраплятимуть в атмосферне повітря при здійсненні планованої діяльності

№ з/п	Назва забруднюючої речовини	Фонові концентрація, мг/м <sup>3</sup>	ГДК для населених пунктів або ОБРВ, мг/м <sup>3</sup>	Фонові концентрація, в долях ГДК
1	2	3	4	5
1	Діоксид азоту	0,034	0,200	0,017
2	Оксид вуглецю	0,400	5,000	0,08
3	Бутан	80	200	0,4
4	Гексан	24	60	0,4
5	Пентан	40	100	0,4
6	Метан	20,000	50,00	0,4
7	Спирт метиловий	0,400	1,000	0,4
8	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом	0,1	0,500	0,2
9	Пропан	26	65	0,4
10	Етан	6,5	65	0,1
11	Інгібітор корозії (талове масло - 32%, гас-20%)	0,2	0,5	0,4

**Масштаби, інтенсивність та тривалість впливу** забруднюючих речовин під час проведення планової діяльності з повернення СПВ, які викидаються в атмосферу характеризують наступні показники:

- кількість основних джерел викидів забруднюючих речовин – 16;
- кількість інгредієнтів забруднюючих речовин – 13
- межа впливу характеризується границею СЗЗ – 300 м;
- інтенсивність впливу рівня забруднення повітря на границі СЗЗ не чинить негативного впливу на населення, на стан і характер використання природних ресурсів прилеглої території;
- режим роботи ГЗСУ Малодівицького родовища цілорічний цілодобовий.

### 5.2.2 Характеристика основних джерел забруднення повітряного середовища

Проммайданчик ГЗСУ „Мала Дівиця” та технологічного комплексу системи ППТ Малодівицького родовища відноситься до другої групи об’єктів по складу Документів, у яких обґрунтовуються обсяги викидів.

Підприємством отримано дозвіл № [REDACTED] на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами групової замірної сепараційної установки і системи підтримання пластового тиску та скиду пластової води ППТ Малодівицького родовища, виданий Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської обласної державної адміністрації 15.03.2017 р. терміном дії до 15.03.2027 р.

#### ГЗСУ Малодівицького родовища

Групові замірні сепараційні установки Малодівицького родовища призначені для збору продукції свердловин, її заміру, сепарації і послідуєчого транспортування

водогазової суміші на КТУ Малодівицького родовища по трубопроводу „Монастирище – Прилуки” .

В склад групової замірної сепараційної установки (ГЗСУ) входять:

групова замірна установка типу „Спутник Б-40-14-400” (С-1/3) та установка „Озна-імпульс -1-0-0300-14” (С-1-1) для збору і заміру продукції свердловин;

установка блочна сепараційна УБС-6300-16 (С-2) для сепарації нафти в герметизованій системі збору продукції свердловин;

ємності буферного типу Е -1-1000-3000-1,0 (Е-1/1, Е-1/2) - 2шт  $V = 100 \text{ м}^3$  для прийому нафтоводяної суміші з НГС системи ППТ Малодівицького родовища після другої ступені сепарації продукції свердловин;

газосепаратор ГСТ-1,6-1600 (С-3) для осушки газу, що подається на ежекторні установки;

насосно-ежекторна установка, яка складається з чотирьох електроанурювальних установок типу УЕВН 5А-500-800 (Н-1/2 ÷ Н-1/5) для відкачки рідини, і чотирьох рідинно-газових ежекторів для ежекування відсепарованого газу;

факельне господарство, яке складається з факельної труби, розширювальної камери, підземної ємності Е-3 об'ємом  $12,5 \text{ м}^3$  з електронасосним агрегатом, підземної ємності Е-7 об'ємом  $5,5 \text{ м}^3$ , вогнезапобіжника, вимірного вузла та вузла редуціювання. Факельне господарство призначене для спалення газу при ремонтних і профілактичних роботах на обладнанні, збору і послідууючої відкачки конденсату і дренаємої з усіх апаратів ГЗСУ рідини, а також, підтримання горіння контрольної свічки для повної утилізації газу, який надходить від запобіжних клапанів при їх випробовуванні чи спрацюванні;

блочна установка БР-25М-VI – складається з технологічної ємності Е-6, технологічного бачка, двох дозувальних насосів НД (один – робочий, один – резервний) та агрегата електронасосного НШ. Блочна установка служить для закачки та розмішування з водою деемульгатора в технологічній ємності Е-6 і подачі розведеного деемульгатора в газорідинну суміш для внутрішньо-трубного процесу деемульсації;

система каналізації, яка складається з двох ліній: ливневої і госппобутової каналізації, підземної ємності Е-2 та електронасосного агрегату Н-2, служить для збору, відстою і утилізації ливневих і госппобутових стоків;

технологічна ємність Е-4 для замірів дебіта свердловин інших технологічних операцій;

насос ЦНС-180-450(297) (Н-6, Н-7) – 2шт. для відкачки рідини з технологічної ємності Е-4 та з РВС-2000 у вихідний колектор трубопроводу „Монастирище – Прилуки”, або відкачки пластової води з РВС-2000 в РВС-700 системи ППТ;

резервуар РВС-2000 для прийому продукції свердловин Малодівицького та Монастирищанського родовищ в випадку контрольного заміру продукції свердловин, проведення ремонтних робіт на нафтопроводі „Монастирище – Прилуки” та ремонтних робіт технологічних ємностей майданчика ГЗСУ та ППТ Малодівицького родовища;

піногенератор для утворення повітряно-механічної піни та подачі її в резервуар РВС-2000 для гасіння пожежі;

ємність Е-8 для зберігання піноутворювача для гасіння пожежі;

насос для відкачування піноутворювача з ємності Е-8.

Об'єкт впроваджений в експлуатацію 01.12.1987 року.

Резервуар РВС-2000 прийнятий в експлуатацію 25 грудня 2007р.

На ГЗСУ Малодівицького родовища надходить продукція свердловин Малодівицького і Монастирищанського родовищ. Готовою продукцією ГЗСУ Малодівицького родовища являється відсепарований газ, який подається на ЕЖГ в вихідний колектор нафтопроводу Монастирище – Прилуки. Далі газ з радиною транспортується на КТУ Малодівицького родовища, де відділяється від рідини і далі надходить по газопроводу на Малогабаритну бензинову установку Гнідинцівського ГПЗ (МГБУ).

### **Опис технологічного процесу**

На ГЗСУ продукція надходить із свердловин двох родовищ: Малодівицького (22 свердловини) і Монастирищанського (1 свердловина). З Монастирищанського родовища продукція надходить на прийомну гребінку УБС (С-2).

Продукція свердловин Малодівицького родовища надходить до двох замірних установок „Спутник” та „Озна-Імпульс”. Далі, по загальному колектору надходить також на прийомну гребінку УБС (С-2).

Вимір низькодебітних свердловин та контрольний вимір свердловин, які підключені до „Озна-Імпульс”, проводиться на вимірну ємність Е-4. Рідина з вимірної ємності відкачується в колектор нафтопроводу „Монастирище – Прилуки” на КТУ Малодівицького родовища або в РВС-700 системи ППТ.

На сепараційній установці УБС-6300/16 (С-2) відбувається I-а ступінь сепарації нафтогазоводяної суміші при тиску 0,8 МПа.

Газ з сепараційної установки через регулятор тиску подається для подальшого осушення в вертикальний газовий сепаратор С-3.

Загальна рідина з сепараційної установки подається на нафтогазосепаратор (НГС) системи ППТ. В НГС проходить друга ступінь сепарації, де відокремлений газ надходить на сепаратор С-3, а рідина розділяється на воду і нафтоводяну суміш. Вода надходить до резервуарного парку системи ППТ, а нафтоводяна суміш – в ємності Е-1/1 і Е-1/2, звідки відокремлений газ також направляється для осушення в сепаратор С-3, а рідина – на прийом насосів Н-1/2 – Н-1/5.

Газ після осушення в сепараторі С-3 подається на рідинно-газові ежектори. Після досягнення оптимального режиму, газорідинна суміш з ежекторів подається в нафтопровід „Монастирище – Прилуки”.

Факел Ф-1 виконаний з труб діаметром 219х6 мм висотою 21 м. Факельний стовбур обладнується лабіринтовим ущільненням, черговим пальником і запальником.

Газ з запобіжних клапанів всіх ємностей, працюючих під тиском, які знаходяться на майданчику ГЗСУ, при їх випробуванні на справність і працездатність, яке проводиться щозмінно, надходить по газовій лінії Ду-150 на факел, і повністю згорає.

Очищення газу здійснюється у розширювальній камері РК і факельному сепараторі, який конструктивно влаштований у стовбурі (основі) факела. Виділений конденсат в розширювальній камері без тиску стікає періодично в підземну ємність Е-3. Рідина відкачується насосом в технологічну ємність Е-4. Конденсат від факельного сепаратора періодично відводиться в підземну дренажну ємність Е-7. По мірі наповнення ємності Е-7 рідина відкачується агрегатом ЦА-320 в автоцистерну АЦН.

Для прискорення процесу деемульсації в газорідинний потік вводиться деемульгатор за допомогою блочної установки БР-25. Блочна установка БР-25 призначена для автоматизованого приготування та дозування деемульгаторів, в склад якої входять: ємність

технологічна Е-6, де деемульгатор змішується з пластовою (в літній період – прісною) водою та витратна ємність Е-6а, з якої дозувальним насосом розведений деемульгатор подається в систему збору „Озна-Імпульс”.

В випадку ремонтних робіт передбачена можливість прийому рідини в резервуар РВС-2000. З РВС-2000 відстояна пластова вода надходить в РВС-700 системи ППТ, а нафтоводяна суміш подається на прийом одного з насосів ЦНС-180 і надходить в загальний колектор нафтопроводу „Монастирище – Прилуки”.

### **Викиди в атмосферу**

Під час технологічного процесу при перевірці і спрацюванні запобіжних клапанів, газ скидається на факел, де постійно горить черговий пальник. Технологічні витрати газу складають не більше 2% від загальної кількості газу.

Очищення газу, який скидається при спрацюванні запобіжних клапанів всіх ємностей, працюючих під тиском, які знаходяться на майданчику ГЗСУ – відділення краплинної рідини перед спалюванням – здійснюється у розширювальній камері РК і факельному сепараторі, який конструктивно влаштований у стовбурі (основі) факела. Виділений конденсат без тиску стікає періодично в підземну ємність Е-3.

Рідина при зачистці всіх посудин майданчика ГЗСУ також скидається в підземну ємність Е-3, Конденсат від факельного стовбура періодично відводиться в підземну дренажну ємність Е-7. Далі рідина відкачується агрегатом ЦА-320 в автоцистерну АЦН.

Всі ливневі і талі води з майданчика ГЗСУ направляються в підземну ємність системи ППТ Е-2, звідки відкачуються в підземну ємність Е-3. По мірі наповнення рідина відкачується в технологічні ємності Е-1/1, Е-1/2, звідки надходить на насоси Н-1/2 : Н-1/5 і далі відкачується в нафтопровід Монастирище – Прилуки.

### **ППТ Малодівицького родовища**

Технологічний комплекс системи ППТ та скиду пластової води Малодівицького родовища призначений для:

другої ступені сепарації продукції Монастирищанського та Малодівицького родовищ з послідовним використанням відділеної і очищеної пластової води в системі ППТ та для скиду в поглинальні пласти Малодівицького родовища;

підтримки пластового тиску в двох продуктивних горизонтах Малодівицького родовища;

скид пластової води в поглинальні пласти Малодівицького родовища.

В комплекс ППТ та скиду пластової води входить слідуюче технологічне обладнання: нафтогазосепаратор НГСВ-1-1,6-3000-2 для сепарації газорідинної суміші та відділення пластової води методом відстою;

кущова насосна станція, яка складається з чотирьох занурювальних електровідцентрових насосів типу УЕВН, встановлених в свердловинах-шурфах для скиду пластової води в поглинальні пласти;

резервуарний парк для прийому пластової води з НГС РВС-2000 ГЗСУ Малодівицького родовища та відстою пластової води від механічних домішок і залишкових нафтопродуктів. Складається з трьох сталевих резервуарів: РВС-100 – 2 шт та РВС-700 – 1 шт.;

інгібіторне господарство, яке складається з установки БР-2.5 та технологічної ємності для зберігання інгібітора корозії  $V = 10 \text{ м}^3$ ;

наливна естакада для відбору пластової води для технологічних потреб;

система каналізації, яка складається з підземної ємності Е-2, насосу АХП 20/31 (Н-2), ливневих та госппобутових колодязів. Використовується для збору і утилізації дренажних, дощових та госппобутових стоків.

Дата вводу комплексу в експлуатацію – II квартал 1995 року. Розширення системи ППТ Малодівицького родовища розроблено в 2002 р.

В технологічному процесі підтримання пластового тиску та скиду пластової води діють два робочих середовища: пластова вода Малодівицького родовища; та пластова вода Монастирищенського родовища.

### **Опис технологічного процесу**

Технологічною схемою передбачено закачку води в свердловини по високонапірним колекторам.

Для одержання робочого реагенту використовується продукція Малодівицького та Монастирищенського родовищ. Вона надходить в нафтогазосепаратор НГС, де здійснюється її друга ступінь сепарації і часткове обезвожування. Відділена в апараті пластова вода під тиском сепарації газу надходить на вузол розподілу та регулювання, після якого необхідна кількість води надходить на РВС-100 № 1, 2 та РВС-700 резервуарного парку, де здійснюється очистка від мехдомішок і залишкових нафтопродуктів.

Нафта з НГС з залишковою водою періодично (по мірі її накопичення в нафтовому відсіку апарату) надходить в технологічні ємності Е-1/1, Е-1/2 ГЗСУ Малодівицького родовища. Тиск сепарації в НГС підтримується регулятором тиску на виході газу з установки УБС.

Газ, який скидається з запобіжного клапану НГС при перевірці його на працездатність і в аварійних ситуаціях, надходить в факельну лінію ГЗСУ і спалюється на факелі Ф-1, де постійно горить черговий пальник.

Накопичений в апараті осад, а також скид рідини при чергових оглядах, в аварійних ситуаціях і з фільтрів надходить в підземну ємність Е-3 ГЗСУ. По мірі її накопичення в ємності вона відкачується в систему збору ГЗСУ.

Пластова вода з резервуарного парку надходить на прийом насосів УЕВН (насоси Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4), встановлених в шурфах-свердловинах. З насосів пластова вода подається на розподільчу гребінку КНС, далі по двох колекторах надходить на свердловини.

Зачистка плівкової нафти з резервуарів РВС-100 та РВС-700 по мірі її накопичення здійснюється в підземну ємність Е-3 ГЗСУ, звідки періодично відкачується на ємності Е-1/1, Е-1/2 ГЗСУ.

Стоки з майданчиків НГС та КНС направляються в підземну ємність Е-2 і відкачуються насосом Н-2 в резервуарний парк або в замірну ємність Е-4 ГЗСУ Малодівицького родовища.

### **Викиди в атмосферу**

В технологічному процесі нагнітання води відходами виробництва являються залишкова нафта з НГС і резервуарного парку та механічні домішки (пісок, пластова порода та інше). Нафта з резервуарного парку періодично зачищається в підземну ємність факельного господарства, потім відкачується в систему збору і транспорту нафти.

Кількість нафти з резервуарного парку вимірюється методом контролю через пробовідбірні крани на резервуарах. Періодичність контролю об'єму нафти – щозмінно.

Механічні домішки, які присутні в пластовій воді резервуарного парку, контролюються відбором проб пластової води в резервуарах не рідше одного разу на тиждень і періодично (один раз за 1,5 – 2 місяця) скидаються в каналізаційну систему.

Стічні води з майданчиків резервуарного парку і БР-2.5 надходять в каналізаційну систему (підземну ємність Е-2). Стоки з майданчиків НГС надходять в підземну ємність Е-3 ГЗСУ, з площадок КНС – в підземний колодязь, звідки вони утилізуються.

Викиди в атмосферу виникають від запобіжних клапанів апаратів.

Існуюче виробництво в цілому відповідає сучасному технічному рівню, проведення заходів щодо зниження рівня викидів забруднюючих атмосферне повітря речовин недоцільно.

Система підготовки, транспорту і закачування підготовленої пластової води в нагнітальні та скидові свердловини повністю герметична, що виключає втрати вуглеводів і пластової води та можливість забруднення атмосфери.

У процесі повернення СПВ в пласт-колектор вплив на повітря атмосферне можливий у випадку понаднормового викиду забруднюючих речовин з джерел 3301-3706, характеристика яких приведена нижче.

Джерело викиду 3301 – організоване – вентиляційна труба установки „Озна-Імпульс” - 1-0-0300-14. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення установки. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3302 – організоване – вентиляційна труба установки типу „Спутник” Б-40 С-1/2. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення установки. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3305 – організоване – дихальний клапан нафтової підземної ємності Е-7  $V = 5,5$  м<sup>3</sup>. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3306 – організоване – дихальний клапан технологічної ємності реагентного господарства БР-25 об'ємом  $V = 6,4$  м<sup>3</sup>. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 3308 – неорганізоване площинне – насосна реагентного господарства БР-25. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 3310 – неорганізоване – факел аварійного скиду. Викиди відбуваються при спалюванні газу на факелі. На факел здійснюється аварійний скид газу при перевірці і спрацюванні запобіжних клапанів та періодичні скиди при звільненні апаратів і трубопроводів. Забруднюючі речовини – оксиди азоту (оксид та діоксид азоту), оксид вуглецю, діоксид сірки, суспендовані частинки, недиференційовані за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N<sub>2</sub>O).

Джерело викиду 3311 – неорганізоване площинне – насос АХП-20/31 на ємності Е-3. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3312 – організоване – дихальний клапан резервуара вертикального сталюого РВС-2000 для аварійного зберігання нафтоводяної суміші. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3313 – неорганізоване площинне – відкрита насосна. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів насосом ЦНС-180-297. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3314 – неорганізоване – наливний стояк нафти. Викиди в атмосферу відбуваються при наливі нафти в автоцистерну. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерела викидів 3701, 3702 – організовані – дихальні клапани резервуарів РВС-100 № 1 та № 2 для відстою та зберігання пластової води  $V=100\text{м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні пластової води. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3703 – організоване – дихальний клапан резервуару РВС-700 № 3 для відстою та зберігання пластової води  $V=700\text{ м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні пластової води. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 3704 – організоване – дихальний клапан наземної технологічної ємкості реагентного господарства БР-2,5  $V = 10\text{ м}^3$ . Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні інгібітора корозії. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії.

Джерело викиду 3705 – неорганізоване площинне – насосна реагентного господарства БР-2,5. Викиди в атмосферу відбуваються при роботі насосів НМШ-5-25-4/4 та НД-16/400. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії.

Джерело викиду 3706 – неорганізоване площинне – насос АХП-20/31 на ємності Е-2. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини-вуглеводні.

Основні джерела та перелік забруднюючих речовин, що викидаються від джерел в атмосферне повітря приведена в таблиці 5.2.

**Таблиця 5.2** – Перелік джерел викидів

Джерела виділення забруднюючих речовин	Джерела викидів		Забруднюючі речовини, що викидаються в атмосферу
	номер дже-рела	назва джерела	
1	2	3	4
<b>ГЗСУ</b>			
„Озна-Імпульс” -1-0-0300-14	3301	Труба вентиляційна	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Супутник Б-40 № 3	3302	Труба вентиляційна	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Підземна ємність Е-7 V = 5,5 м <sup>3</sup>	3305	Дихальний клапан	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Установка БР-25, Ємність Е-6 V = 6,4 м <sup>3</sup>	3306	Свіча	Спирт метиловий
Установка БР-25, Насосна	3308	Неорганізоване	Спирт метиловий
Факел	3310	Факел	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту), оксид вуглецю, діоксид сірки, суспендовані частинки, недиференційовані за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N <sub>2</sub> O)
Насос	3311	Неорганізоване	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Резервуар РВС-2000	3312	Дихальний клапан	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Насосна	3313	Неорганізоване	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Наливний стояк	3314	Неорганізоване	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
<b>ППТ</b>			
Резервуар РВС-100 №1	3701	Дихальний клапан	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Резервуар РВС-100 №2	3702	Дихальний клапан	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Резервуар РВС-700 №3	3703	Дихальний клапан	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан
Установка БР-2.5. Ємність V = 10 м <sup>3</sup>	3704	Дихальний клапан	інгібітор корозії
Установка БР-2.5, Насосна	3705	Неорганізоване	інгібітор корозії
Насос	3706	Неорганізоване	Метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан

Клас небезпеки, ГДК забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць, робочої зони та середньодобова, наведені в розділі 1.5.1 в таблиці 1.5.

Валові обсяги викидів забруднюючих речовин визначені розрахунковими методами за питомими викидами та об'ємом використаної сировини та палива. Результати розрахунків наведені в таблицях 5.3 – 5.15.

### 5.2.3 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від установок „Озна” та „Супутник”

**Таблиця 5.3 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин від установок „Озна” та „Супутник”**

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку	
–	Номер джерела викиду	–	–	3301	3302
М	Максимальна масова концентрація забруднюючої речовини:	інструментальні лабораторні вимірювання	мг/м <sup>3</sup>	–	–
	Бутан			3,03	2,14
	Гексан		мг/м <sup>3</sup>	6,60	4,79
	Пентан		мг/м <sup>3</sup>	5,28	3,74
	Метан		мг/м <sup>3</sup>	2,83	2,00
	Пропан		мг/м <sup>3</sup>	2,37	1,68
	Етан		мг/м <sup>3</sup>	1,17	0,83
Т	Час роботи обладнання протягом року	вихідні дані	год	2190	2190
V	Об'ємна витрата газопилового потоку, приведена до н.у.	інструментальні вимірювання	м <sup>3</sup> /с	0,139	0,211
Грік	Валовий викид забруднюючих речовин:	$M \cdot V \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-9}$	т/рік	–	–
	Бутан			0,00332	0,00356
	Гексан		т/рік	0,00723	0,00797
	Пентан		т/рік	0,00579	0,00622
	Метан		т/рік	0,00310	0,00333
	Пропан		т/рік	0,00260	0,00279
	Етан		т/рік	0,00128	0,00138

## 5.2.4 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від резервуарів

Таблиця 5.4 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин від резервуарів

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку	
				6	7
1	2	3	4	6	7
–	Номер джерела викиду	–	–	3305	3312
V	Об'єм резервуару	вихідні дані	м <sup>3</sup>	5,5	2000
–	Тип резервуару	вихідні дані	–	підземний	наземний
–	Вид продукції	вихідні дані	–	нафта	нафта
V <sub>рік</sub>	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	10	9125
–	Температура кипіння рідини:	–	–	–	–
t <sub>п</sub>	початку	вихідні дані	°C	65	65
t <sub>к</sub>	кінця	вихідні дані	°C	350	350
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–	–
t <sub>ах</sub>	за шість найбільш холодних місяців	СНиП 2.01.01-82	°C	-1,9	-1,9
t <sub>ат</sub>	за шість найбільш теплих місяців	СНиП 2.01.01-82	°C	14,9	14,9
–	Середня температура рідини	–	–	–	–
t <sub>хх</sub>	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°C	-1,9	-1,9
t <sub>хт</sub>	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°C	14,9	14,9
M <sub>п</sub>	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [11]	г/моль	84	84
–	Середня температура газового простору:	–	–	–	–
t <sub>рх</sub>	за шість найбільш холодних місяців	$K1x+K2x \cdot t_{ax}+K3x \cdot t_{хх}$	°C	-0,1	-1,5
t <sub>рт</sub>	за шість найбільш теплих місяців	$K4 \cdot (K1t+K2t \cdot t_{at}+K3t \cdot t_{хт})$	°C	14,0	19,8
t <sub>екв</sub>	Еквівалентна температура початку кипіння	$t_{п}+(t_{к}-t_{п})/8,8$	°C	97,4	97,4
P <sub>s(38)</sub>	Тиск насичених парів рідини при t=38 °C	табл. П.6.1 [11]	гПа	119	119
n	Коефіцієнт обертання резервуару	$V_{рік}/V$	–	1,8	4,6
–	Коефіцієнти за шість найбільш холодних місяців:	–	–	–	–
K <sub>1х</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	1,62	0,30
K <sub>2х</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,19	0,37
K <sub>3х</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,74	0,62
K <sub>5х</sub>	залежить від P <sub>s(38)</sub> і t <sub>рх</sub>	табл. П.3.5 [11]	–	0,137	0,126
–	Коефіцієнти за шість найбільш теплих місяців:	–	–	–	–
K <sub>1т</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	6,100	6,120
K <sub>2т</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,170	0,410
K <sub>3т</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,360	0,510
K <sub>5т</sub>	залежить від P <sub>s(38)</sub> і t <sub>рт</sub>	табл. П.3.5 [11]	–	0,293	0,390
K <sub>4</sub>	Коефіцієнт залежить від кліматичної зони	табл. П.3.2 [11]	–	1,00	1,00
K <sub>6</sub>	Коефіцієнт залежить від P <sub>s(38)</sub> і n	табл. П.4.2 [11]	–	1,40	1,40
–	Коефіцієнт залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	–	–	–	–
K <sub>7м</sub>	мірник	[11]	–	1,00	1,00
K <sub>7б</sub>	буферний	[11]	–	0,20	0,20
–	Час роботи в режимі:	–	–	–	–
T <sub>м</sub>	мірник	вихідні дані	год	2	1825
T <sub>б</sub>	буферний	вихідні дані	год	8758	6935
η	Коефіцієнт ефективності газозуловлюючого пристрою резервуару	вихідні дані	–	0	0
П <sub>мс</sub>	Кількість викидів в режимі мірник осереднено	$2,52 \cdot V_{рік} \cdot P_{s(38)} \cdot M_{п} \times (K5x+K5t) \cdot K6 \cdot K7m \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00015	0,16605
П <sub>м</sub>	Кількість викидів в режимі мірник	$P_{мс} \cdot 8760 / T_{м}$	кг/год	0,66420	0,79704
П <sub>бс</sub>	Кількість викидів в режимі буферний осереднено	$2,52 \cdot V_{рік} \cdot P_{s(38)} \cdot M_{п} \times (K5x+K5t) \cdot K6 \cdot K7b \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00003	0,03321
П <sub>б</sub>	Кількість викидів в режимі буферний	$P_{бс} \cdot 8760 / T_{б}$	кг/год	0,00003	0,04195
G <sub>мах</sub>	Максимальний викид	$P_{м} \cdot 1000/3600$	г/с	0,18450	0,22140
G <sub>рік</sub>	Валовий викид	$(P_{м} \cdot T_{м} + P_{б} \cdot T_{б}) / 1000$	т/рік	0,00159	1,74551

Кінець таблиці 5.4

1	2	3	4	6	7
C <sub>i</sub>	Склад викидів, масова частка:	вихідні дані	–	–	–
	метан		%	12,17	12,17
	етан		%	17,79	17,79
	пропан		%	21,35	21,35
	бутан		%	19,66	19,66
	пентан		%	16,85	16,85
	гексан		%	12,17	12,17
G <sub>max</sub>	Максимальний викид за компонентами:	G <sub>max</sub> · C <sub>i</sub> /100	–	–	–
	метан		г/с	0,02246	0,02695
	етан		г/с	0,03282	0,03939
	пропан		г/с	0,03939	0,04727
	бутан		г/с	0,03628	0,04353
	пентан		г/с	0,03110	0,03731
	гексан		г/с	0,02246	0,02695
G <sub>рік</sub>	Валовий викид: за компонентами:	G <sub>рік</sub> · C <sub>i</sub> /100	–	–	–
	метан		т/рік	0,00019	0,21247
	етан		т/рік	0,00028	0,31053
	пропан		т/рік	0,00034	0,37264
	бутан		т/рік	0,00031	0,34322
	пентан		т/рік	0,00027	0,29419
	гексан		т/рік	0,00019	0,21247

### 5.2.5 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємностей хімреагентів

Таблиця 5.5 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємностей хімреагентів

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
1	2	3	4	5
–	Номер джерела викиду	–	–	3306
V	Об'єм резервуару	вихідні дані	м <sup>3</sup>	6,4
–	1-наземна	–	–	1
–	Тип резервуару	вихідні дані	–	наземний
–	Вид продукції	вихідні дані	–	деемульгатор
V <sub>рік</sub>	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	60
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–
t <sub>ax</sub>	за шість найбільш холодних місяців	СНиП 2.01.01-82	°C	-1,9
t <sub>at</sub>	за шість найбільш теплих місяців	СНиП 2.01.01-82	°C	15,9
–	Середня температура рідини	–	–	–
t <sub>xh</sub>	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°C	-1,9
t <sub>xт</sub>	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°C	15,9
M <sub>p</sub>	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [11]	г/моль	32,04
–	Середня температура газового простору:	–	–	–
t <sub>rx</sub>	за шість найбільш холодних місяців	$K1x+K2x \cdot t_{ax}+K3x \cdot t_{xh}$	°C	-1,5
t <sub>rt</sub>	за шість найбільш теплих місяців	$K4 \cdot (K1т+K2т \cdot t_{at}+K3т \cdot t_{xт})$	°C	20,7
A	Константи визначення парціального тиску парів однокомпонентної рідини (const Антуана)	табл. П.1 [11]	–	8,349
B		табл. П.1 [11]	–	1835
C		табл. П.1 [11]	–	273
Ps(38)	Тиск насичених парів рідини при t=38 °C	$10^{(A-(B/(38+C)))/0,7518}$	гПа	373,75
n	Коефіцієнт обертання резервуару	$V_{рік}/V$	–	9,4
–	Коефіцієнти за шість найбільш холодних місяців:	–	–	–
K1x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,30
K2x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,37
K3x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,62
K5x	залежить від Ps(38) і t <sub>rx</sub>	табл. П.3.5 [11]	–	0,166

Кінець таблиці 5.5

1	2	3	4	5
–	Коефіцієнти за шість найбільш теплих місяців:	–	–	–
K1т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	6,12
K2т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,41
K3т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,51
K5т	залежить від Ps(38) і tт	табл. П.3.5 [11]	–	0,454
K4	Коефіцієнт залежить від кліматичної зони	табл. П.3.2 [11]	–	1,00
K6	Коефіцієнт залежить від Ps(38) і n	табл. П.4.2 [11]	–	2,50
–	Коефіцієнт залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	–	–	–
K7м	мірник	[11]	–	1,10
K7б	буферний	[11]	–	0,30
–	Коефіцієнт залежить від відношення висоти до діаметру викидної труби ємності	–	–	–
K9м	мірник	[11]	–	1,00
K9б	буферний	[11]	–	0,12
–	Час роботи в режимі:	–	–	–
Tм	мірник	вихідні дані	год/рік	120
Tб	буферний	вихідні дані	год/рік	8640
η	Коефіцієнт ефективності газоуловлюючого пристрою резервуару	вихідні дані	–	0
Пмс	Кількість викидів в режимі мірник осереднена	$2,52 \cdot V_{\text{рік}} \cdot P_s(38) \cdot M_{\text{п}} \times (K5_{\text{т}} + K5_{\text{т}}) \cdot K6 \cdot K7_{\text{м}} \cdot K9_{\text{м}} \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00309
Пм	Кількість викидів в режимі мірник	$P_{\text{мс}} \cdot 8760 / T_{\text{м}}$	кг/год	0,22536
Пбс	Кількість викидів в режимі буферний осереднена	$2,52 \cdot V_{\text{рік}} \cdot P_s(38) \cdot M_{\text{п}} \times (K5_{\text{т}} + K5_{\text{т}}) \cdot K6 \cdot K7_{\text{б}} \cdot K9_{\text{б}} \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00010
Пб	Кількість викидів в режимі буферний	$P_{\text{бс}} \cdot 8760 / T_{\text{б}}$	кг/год	0,00010
Gmax	Максимальний викид	$P_{\text{м}} \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,06260
Gрік	Валовий викид	$(P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}} + P_{\text{б}} \cdot T_{\text{б}}) / 1000$	т/рік	0,02793
C <sub>i</sub>	Частка в загальній масі викидів:	–	–	–
Cмет	метанол	вихідні дані	% мас.	10
Gmax <sub>мет</sub>	максимальний викид метанолу	$G_{\text{max}} \cdot C_{\text{мет}} / 100$	г/с	0,00626
Gрік <sub>мет</sub>	валовий викид метанолу	$G_{\text{рік}} \cdot C_{\text{мет}} / 100$	т/рік	0,00279

### 5.2.6 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні деемульгатора

Таблиця 5.6 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні деемульгатора

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
—	номер джерела викиду	—	—	3308
—	найменування нафтопродукту	вихідні дані	—	деемульгатор
—	код забруднюючої речовини	—	—	1052
T	час роботи обладнання (річний)	вихідні дані	год	5840
Nmax	максимальна кількість одночасно працюючих насосів	вихідні дані	шт.	1
Q	питомі викиди забруднюючих речовин при роботі насосів	табл. 5.4 [10]	кг/год	0,03
K5	коефіцієнт що враховує кліматичні умови	вихідні дані	—	1,07
Gmax	максимальний викид забруднюючих речовин	$Q \cdot N_{\text{max}} \cdot K5 \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,00892
Gрік	валовий викид забруднюючих речовин	$0,001 \cdot Q \cdot T \cdot N_{\text{max}}$	т/рік	0,17520
	Частка в загальній масі викидів:			
C <sub>кc</sub>	метанол	C <sub>мет</sub>	% мас.	10
Gmax <sub>кc</sub>	максимальний викид метанолу	$G_{\text{max}} \cdot C_{\text{мет}} / 100$	г/с	0,00089
Gрік <sub>кc</sub>	валовий викид метанолу	$G_{\text{рік}} \cdot C_{\text{мет}} / 100$	т/рік	0,01752

## 5.2.7 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємності хімреагентів

Таблиця 5.7 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємності хімреагентів

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
1	2	3	4	5
–	Номер джерела викиду	–	–	3306
V	Об'єм резервуару	вихідні дані	м <sup>3</sup>	6,4
–	1-наземна	–	–	1
–	Тип резервуару	вихідні дані	–	наземний
–	Вид продукції	вихідні дані	–	деемульгатор
Vрік	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	60
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–
tax	за шість найбільш холодних місяців	СНиП 2.01.01-82	°С	-1,9
tat	за шість найбільш теплих місяців	СНиП 2.01.01-82	°С	15,9
–	Середня температура рідини	–	–	–
txx	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°С	-1,9
txт	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°С	15,9
Mп	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [11]	г/моль	32,04
–	Середня температура газового простору:	–	–	–
trx	за шість найбільш холодних місяців	$K1x+K2x \cdot tax+K3x \cdot txx$	°С	-1,5
trт	за шість найбільш теплих місяців	$K4 \cdot (K1т+K2т \cdot tat+K3т \cdot txт)$	°С	20,7
A	Константи визначення парціального тиску парів однокомпонентної рідини (const Антуана)	табл. П.1 [11]	–	8,349
B		табл. П.1 [11]	–	1835
C		табл. П.1 [11]	–	273
Ps(38)	Тиск насичених парів рідини при t=38 °С	$10^{(A-(B/(38+C)))/0,7518}$	гПа	373,75
n	Коефіцієнт обертання резервуару	$V_{рік}/V$	–	9,4
–	Коефіцієнти за шість найбільш холодних місяців:	–	–	–
K1x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,30
K2x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,37
K3x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,62
K5x	залежить від Ps(38) і trx	табл. П.3.5 [11]	–	0,166
K1т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	6,12
K2т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,41
K3т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,51
K5т	залежить від Ps(38) і trт	табл. П.3.5 [11]	–	0,454
K4	Коефіцієнт залежить від кліматичної зони	табл. П.3.2 [11]	–	1,00
K6	Коефіцієнт залежить від Ps(38) і n	табл. П.4.2 [11]	–	2,50
–	Коефіцієнт залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	–	–	–
K7м	мірник	[11]	–	1,10
K7б	буферний	[11]	–	0,30
–	Коефіцієнт залежить від відношення висоти до діаметру викидної труби ємності	–	–	–
K9м	мірник	[11]	–	1,00
K9б	буферний	[11]	–	0,12
–	Час роботи в режимі:	–	–	–
Tм	мірник	вихідні дані	год/рік	120
Tб	буферний	вихідні дані	год/рік	8640
η	Коефіцієнт ефективності газоуловлюючого пристрою резервуару	вихідні дані	–	0
Пмс	Кількість викидів в режимі мірник осереднена	$2,52 \cdot V_{рік} \cdot Ps(38) \cdot Mп \times (K5x+K5т) \cdot K6 \cdot K7м \cdot K9м \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00309
Пм	Кількість викидів в режимі мірник	$Пмс \cdot 8760 / Tм$	кг/год	0,22536

## Кінець таблиці 5.7

1	2	3	4	5
Пбс	Кількість викидів в режимі буферний осереднена	$2,52 \cdot V_{\text{прік}} \cdot P_{\text{с}}(38) \cdot M_{\text{п}} \times (K5x + K5t) \cdot K6 \cdot K76 \cdot K96 \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00010
Пб	Кількість викидів в режимі буферний	$P_{\text{бс}} \cdot 8760 / T_6$	кг/год	0,00010
Gmax	Максимальний викид	$P_{\text{м}} \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,06260
Gрiк	Валовий викид	$(P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}} + P_{\text{б}} \cdot T_6) / 1000$	т/рік	0,02793
C <sub>i</sub>	Частка в загальній масі викидів:	–	–	–
Смет	метанол	вихідні дані	% мас.	10
Gmax	максимальний викид метанолу	$G_{\text{max}} \cdot C_{\text{мет}} / 100$	г/с	0,00626
Gрiк	валовий викид метанолу	$G_{\text{рiк}} \cdot C_{\text{мет}} / 100$	т/рік	0,00279

## 5.2.8 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при спалюванні газу на факелі

Таблиця 5.8 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин при спалюванні газу на факелі

Позначення	Найменування	Формула, джерела	Одиниці вимірюв.	Вихідні дані та результати розрахунку
1	2	3	4	5
–	Номер джерела викиду	–	–	3310
V	Об'ємна витрата газової та газоконденсатної суміші протягом року	вихідні дані	тис. м <sup>3</sup>	182,5
T	Час роботи факельної установки протягом року	вихідні дані	год	8520
V <sub>г</sub>	Об'ємна витрата газової та газоконденсатної суміші	$V \cdot 1000 / (T \cdot 3600)$	м <sup>3</sup> /с	0,006
–	Геометричні параметри джерела виділення	–	–	–
dc	діаметр вихідного сопла	вихідні дані	м	0,15
h <sub>г</sub>	відстань між горизонтальною віссю труби і рівнем землі	вихідні дані	м	–
h <sub>в</sub>	висота факельної труби	вихідні дані	м	20
l <sub>a</sub>	відстань від площини виходу вуглеводневої суміші із сопла до протилежної стінки амбару	вихідні дані	м	–
T <sub>о</sub>	Температура спалюваної газової та газоконденсатної суміші	вихідні дані	°C	10
–	Склад вуглеводневої суміші, % об.ч.	–	–	–
[CH <sub>4</sub> ] <sub>о</sub>	метан	вихідні дані	%	37,730
[C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ] <sub>о</sub>	етан	вихідні дані	%	17,830
[C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ] <sub>о</sub>	пропан	вихідні дані	%	19,640
[C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ] <sub>о</sub>	бутан	вихідні дані	%	11,290
[C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ] <sub>о</sub>	пентан	вихідні дані	%	3,260
[C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ] <sub>о</sub>	гексан	вихідні дані	%	0,970
[CO <sub>2</sub> ] <sub>о</sub>	двооксид вуглецю	вихідні дані	%	0,300
[O <sub>2</sub> ] <sub>о</sub>	кисень	вихідні дані	%	0,000
[N <sub>2</sub> ] <sub>о</sub>	азот	вихідні дані	%	8,98
[H <sub>2</sub> S] <sub>о</sub>	сірководень	вихідні дані	%	0,00
–	Вміст в спалюваній суміші, % мас.ч	–	–	–
[H <sub>2</sub> S] <sub>м</sub>	в т.ч. сірководню	вихідні дані	%	
[CO <sub>2</sub> ] <sub>м</sub>	двооксиду вуглецю	вихідні дані	%	0,407
[нег] <sub>о</sub>	Загальний вміст негорючих домішок в спалюваній суміші, % об.ч.	$[CO_2]_o + [O_2]_o + [N_2]_o + [H_2S]_o$	%	9,28
[C] <sub>м</sub>	Масовий вміст вуглецю в спалюваній суміші	$12 \cdot \sum(x \cdot [i]_o) \cdot 100 / [(100 - [нег]_o) \cdot M]$	%	81,30
Q <sub>нг</sub>	Нижча теплота згорання газової та газоконденсатної суміші	вихідні дані	кДж/м <sup>3</sup>	59325
M	Молярна маса спалюваної суміші	вихідні дані	кг/моль	32,47

Кінець таблиці 5.8

1	2	3	4	5
$\rho$	Густина спалюваної суміші	вихідні дані	кг/м <sup>3</sup>	1,361
Спс	Теплоємність продуктів згорання	вихідні дані	кДж/(м <sup>3</sup> ·х°С)	1,6341
$\alpha$	Коефіцієнт надлишку повітря	вихідні дані	–	1
$\eta$	Повнота згорання газової та газоконденсатної суміші	вихідні дані	–	0,9984
$W_{дж}$	Швидкість витікання газової та газоконденсатної суміші	$4 \cdot V_{г}/(\pi \cdot d^2)$	м/с	0,3
$K$	Показник адіабати	Додаток Ж [5]	–	1,3
$W_{зв}$	Швидкість розповсюдження звуку в спалюваній газовій та газоконденсатній суміші	$91,5 \cdot [K \cdot (T_0+273)/M]^{0,5}$	м/с	308,0
$\mu$	Умова безсажевого горіння	$W_{дж}/W_{зв} > 0,2$	–	0,001
$G_{г}$	Масова витрата спалюваної газової та газоконденсатної суміші	$1000 \cdot V_{г} \cdot \rho$	г/с	8,1
$V_0$	Стехиометрична кількість повітря для спалювання 1 м <sup>3</sup> вуглеводневої суміші	$0,0476 \cdot \{1,5[H_2S]_0 + \sum(x+y/4) \cdot [C_xH_y]_0 - [O_2]_0\}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	16,410
$V_{пс}$	Кількість газоповітряної суміші, отриманої при спалюванні 1 м <sup>3</sup> вуглеводневої суміші	$1 + \alpha \cdot V_0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	17,410
$e$	Частка енергії, що втрачається за рахунок випромінювання факела	$0,048 \cdot (M)^{0,5}$	–	0,274
$T_{г}$	Температура газоповітряної суміші, що викидається	$T_0 + (Q_{н} \cdot (1-e) \cdot \eta) / (V_{пс} \cdot C_{пс})$	°С	1522
$V$	Витрата газоповітряної суміші, що викидається в атмосферне повітря	$V \cdot V_{пс} \cdot (273+T)/273$	м <sup>3</sup> /с	0,68
$L_{ф}$	Довжина факела		м	7,8
$H$	Висота джерела викиду	$0,707 \cdot (L_{ф} - l_a) + h_{г}(в)$	м	25,5
$D_{ф}$	Діаметр факелу	$0,14 \cdot L_{ф} + 0,49 \cdot d$	м	1,2
$W_0$	Середня швидкість надходження в атмосферу газоповітряної суміші	$4 \cdot V / \pi \cdot D_{ф}^2$	м/с	0,64
–	Питомі викиди забруднюючих речовин	–	–	–
$q_{NO_2}$	оксиди азоту (в перерахунку на NO <sub>2</sub> )	табл. VIII-15 [9]	г/г	0,002
$q_{сажа}$	сажа	табл. VIII-15 [9]	г/г	0,03
$q_{CO}$	оксид вуглецю	табл. VIII-15 [9]	г/г	0,25
$q_{CH_4}$	метан	табл. VIII-15 [9]	г/г	0,03
–	Потужність викиду забруднюючої речовини	–	–	–
$M_{NO_2}$	оксиди азоту (в перерахунку на NO <sub>2</sub> )	$G_{г} \cdot q_{NO_2}$	г/с	0,0162
$M_{сажа}$	сажа	$G_{г} \cdot q_{сажа}$	г/с	0,2429
$M_{CO}$	оксид вуглецю	$G_{г} \cdot q_{CO}$	г/с	2,0242
$M_{CH_4}$	метан	$G_{г} \cdot q_{CH_4}$	г/с	0,2429
$M_{SO_2}$	сірки діоксид	$G_{г} \cdot 1,88 \cdot [H_2S] / 100$	г/с	0,0000
–	Валовий викид забруднюючої речовини	–	–	–
$P_{NO_2}$	оксиди азоту (в перерахунку на NO <sub>2</sub> )	$V \cdot \rho \cdot q_{NO_2}$	т/рік	0,4967
$P_{сажа}$	сажа	$V \cdot \rho \cdot q_{сажа}$	т/рік	7,4504
$P_{CO}$	оксид вуглецю	$V \cdot \rho \cdot q_{CO}$	т/рік	62,0868
$P_{CH_4}$	метан	$V \cdot \rho \cdot q_{CH_4}$	т/рік	7,4504
$P_{SO_2}$	сірки діоксид	$M_{SO_2} \cdot T \cdot 3600 / 1000$	т/рік	0,0000
$C_{г}$	Масовий вміст вуглецю в паливі на робочу масу	$[C]_m$	%	81,30
$Q_{г_i}$	масова нижча робоча теплота згорання палива	$Q_{нг} / (\rho \cdot 1000)$	МДж/кг	43,595
$K_C$	Показник емісії вуглецю палива	$C_{г} \cdot 10^6 / (Q_{г_i} \cdot 100)$	г/ГДж	18648,37
$\epsilon_C$	Ступінь окислення вуглецю палива	с. 19 [9]	–	0,995
–	Показник емісії:	–	–	–
$k_{CO_2}$	діоксид вуглецю	$3,67 \cdot K_C \cdot \epsilon_C$	г/ГДж	68097
$k_{N_2O}$	оксид азоту (1)	табл. Д.21 [9]	г/ГДж	0,1
–	Валовий викид забруднюючої речовини:	–	–	–
$E_{CO_2}$	діоксид вуглецю	$10^{-3} \cdot k_{CO_2} \cdot V \cdot Q_{нг}$	т	737,2757
$E_{N_2O}$	оксид азоту (1)	$10^{-3} \cdot k_{N_2O} \cdot V \cdot Q_{нг}$	т	0,00108

### 5.2.9 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні нафти

Таблиця 5.9 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні нафти

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку	
–	Номер джерела викиду	–	–	3311	3313
–	Найменування нафтопродукту	вихідні дані	–	нафта	нафта
T	Час роботи обладнання (річний)	вихідні дані	год	52	182
N <sub>max</sub>	Максимальна кількість одночасно працюючих насосів	вихідні дані	шт.	1	1
Q	Питомі викиди забруднюючих речовин при роботі насосів	табл. 5.4 [10]	кг/год	0,03	0,03
K5	Коефіцієнт що враховує кліматичні умови	вихідні дані	–	1,07	1,07
G <sub>max</sub>	Максимальний викид забруднюючих речовин	$Q \cdot N_{max} \cdot K5 \cdot 1000/3600$	г/с	0,00892	0,00892
G <sub>рік</sub>	Валовий викид забруднюючих речовин	$0,001 \cdot Q \cdot T \cdot N_{max}$	т/рік	0,00156	0,00546
C <sub>i</sub>	Склад викидів, масова частка:	вихідні дані	–	–	–
	метан		%	37,42	37,42
	етан		%	16,61	16,61
	пропан		%	24,49	24,49
	бутан		%	14,72	14,72
	пентан		%	5,51	5,51
	гексан		%	1,25	1,25
G <sub>max<sub>i</sub></sub>	Максимальний викид за компонентами:	$G_{max} \cdot C_i/100$	–	–	–
	метан		г/с	0,00334	0,00334
	етан		г/с	0,00148	0,00148
	пропан		г/с	0,00218	0,00218
	бутан		г/с	0,00131	0,00131
	пентан		г/с	0,00049	0,00049
	гексан		г/с	0,00011	0,00011
G <sub>рік<sub>i</sub></sub>	Валовий викид: за компонентами:	$G_{рік} \cdot C_i/100$	–	–	–
	метан		т/рік	0,00058	0,00204
	етан		т/рік	0,00026	0,00091
	пропан		т/рік	0,00038	0,00134
	бутан		т/рік	0,00023	0,00080
	пентан		т/рік	0,00009	0,00030
	гексан		т/рік	0,00002	0,00007

### 5.2.10 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при наливi нафти в автоцистерни

Таблиця 5.10 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин при наливi нафти в автоцистерни

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. Вимір	Вихідні дані та результати розрахунку
–	Номер джерела викиду	–	–	3314
–	Вид продукції	–	–	нафта
Vрік	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	9125
–	Температура кипіння рідини:	–	–	–
tn	початку	вихідні дані	°С	65
tk	кінця	вихідні дані	°С	350
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–
tax	за шість найбільш холодних місяців	СНиП 2.01.01-82	°С	-1,9
tat	за шість найбільш теплих місяців	СНиП 2.01.01-82	°С	14,9
–	Середня температура рідини	–	–	–
txx	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°С	-1,9
txt	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°С	14,9
Mп	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [11]	г/моль	84
–	Середня температура газового простору:	–	–	–
trx	за шість найбільш холодних місяців	$0,5 \cdot (tax + txx)$	°С	-1,9
trt	за шість найбільш теплих місяців	$0,5 \cdot K4 \cdot (tat + txt)$	°С	14,9
tekv	Еквівалентна температура початку кипіння	$tn + (tk - tn) / 8,8$	°С	97,4
Ps(38)	Тиск насичених парів рідини при t=38 °С	табл. П.6.1 [11]	гПа	119
K5x	Коефіцієнти за шість найбільш холодних місяців:	табл. П.3.5 [11]	–	0,124
K5т	Коефіцієнти за шість найбільш теплих місяців:	табл. П.3.5 [11]	–	0,307
K4	Коефіцієнт залежить від кліматичної зони	табл. П.3.2 [11]	–	1,00
K8	Коефіцієнт залежить від Ps(38), способу наливу і кліматичної зони	табл. 2.7 [11]	–	0,51
K8'	поправка до K8 при наливi зверху	3,5	–	1,79
T	Час роботи	вихідні дані	год/рік	182,0
η	Коефіцієнт ефективності газозуловлюючого пристрою резервуару	вихідні дані	–	0
Ps	Кількість викидів осереднена	$2,52 \cdot V_{рік} \cdot Ps(38) \cdot M_{п} \times (K5x + K5т) \cdot K8' \times (1 - \eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,17684
P	Кількість викидів	$Pc \cdot 8760 / T$	кг/год	8,51153
Gmax	Максимальний викид	$P \cdot 1000 / 3600$	г/с	2,36432
Gрік	Валовий викид	$P \cdot T / 1000$	т/рік	1,54910
C <sub>i</sub>	Склад викидів, масова частка:	вихідні дані	–	–
	метан		%	0,45
	етан		%	3,67
	пропан		%	32,16
	бутан		%	38,27
	пентан		%	16,01
Gmax <sub>i</sub>	Максимальний викид за компонентами:	$G_{max} \cdot C_i / 100$	–	–
	метан		г/с	0,01053
	етан		г/с	0,08673
	пропан		г/с	0,76046
	бутан		г/с	0,90479
	пентан		г/с	0,37847
Gрік <sub>i</sub>	Валовий викид: за компонентами:	$G_{рік} \cdot C_i / 100$	–	–
	метан		т/рік	0,00690
	етан		т/рік	0,05683
	пропан		т/рік	0,49825
	бутан		т/рік	0,59282
	пентан		т/рік	0,24797
	гексан	т/рік	0,14632	

### 5.2.11 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від резервуарів

Таблиця 5.11 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин від резервуарів

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку		
				5	5	5
1	2	3	4	5	5	5
–	Номер джерела викиду	–	–	3701	3702	3703
V	Об'єм резервуару	вихідні дані	м <sup>3</sup>	100	100	700
–	Тип резервуару	вихідні дані	–	наземний	наземний	наземний
–	Вид продукції	вихідні дані	–	нафта	нафта	нафта
V <sub>рік</sub>	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	100	100	700
–	Температура кипіння рідини:	–	–	–	–	–
t <sub>п</sub>	початку	вихідні дані	°C	65	65	65
t <sub>к</sub>	кінця	вихідні дані	°C	350	350	350
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–	–	–
t <sub>ах</sub>	за шість найбільш холодних місяців	СНИП 2.01.01-82	°C	-1,9	-1,9	-1,9
t <sub>ат</sub>	за шість найбільш теплих місяців	СНИП 2.01.01-82	°C	14,9	14,9	14,9
–	Середня температура рідини	–	–	–	–	–
t <sub>кх</sub>	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°C	-1,9	-1,9	-1,9
t <sub>кт</sub>	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°C	14,9	14,9	14,9
M <sub>п</sub>	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [11]	г/моль	84	84	84
–	Середня температура газового простору:	–	–	–	–	–
t <sub>рх</sub>	за шість найбільш холодних місяців	$K1x+K2x \cdot t_{ax}+K3x \cdot t_{кх}$	°C	-1,5	-1,5	-1,5
t <sub>рт</sub>	за шість найбільш теплих місяців	$K4 \cdot (K1t+K2t \cdot t_{ат}+K3t \cdot t_{кт})$	°C	19,8	19,8	19,8
t <sub>екв</sub>	Еквівалентна температура початку кипіння	$t_{п}+(t_{к}-t_{п})/8,8$	°C	97,4	97,4	97,4
P <sub>s(38)</sub>	Тиск насичених парів рідини при t=38 °C	табл. П.6.1 [11]	гПа	119	119	119
n	Коефіцієнт обертання резервуару	$V_{рік}/V$	–	1,0	1,0	1,0
–	Коефіцієнти за шість найбільш холодних місяців:	–	–	–	–	–
K <sub>1х</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,30	0,30	0,30
K <sub>2х</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,37	0,37	0,37
K <sub>3х</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,62	0,62	0,62
K <sub>5х</sub>	залежить від P <sub>s(38)</sub> і t <sub>рх</sub>	табл. П.3.5 [11]	–	0,126	0,126	0,126
–	Коефіцієнти за шість найбільш теплих місяців:	–	–	–	–	–
K <sub>1т</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	6,120	6,120	6,120
K <sub>2т</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,410	0,410	0,410
K <sub>3т</sub>	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,510	0,510	0,510
K <sub>5т</sub>	залежить від P <sub>s(38)</sub> і t <sub>рт</sub>	табл. П.3.5 [11]	–	0,390	0,390	0,390
K <sub>4</sub>	Коефіцієнт залежить від кліматичної зони	табл. П.3.2 [11]	–	1,00	1,00	1,00
K <sub>6</sub>	Коефіцієнт залежить від P <sub>s(38)</sub> і n	табл. П.4.2 [11]	–	1,40	1,40	1,40
–	Коефіцієнт залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	–	–	–	–	–
K <sub>7м</sub>	мірник	[11]	–	1,00	1,00	1,00
K <sub>7б</sub>	буферний	[11]	–	0,20	0,20	0,20
–	Час роботи в режимі:	–	–	–	–	–
T <sub>м</sub>	мірник	вихідні дані	год	20	20	140
T <sub>б</sub>	буферний	вихідні дані	год	8740	8740	8620
η	Коефіцієнт ефективності газуовлюючого пристрою резервуару	вихідні дані	–	0	0	0

## Кінець таблиці 5.11

1	2	3	4	5	5	5
Пмс	Кількість викидів в режимі мірник осереднено	$2,52 \cdot V_{\text{рік}} \cdot P_s(38) \cdot M_{\text{п}} \times (K_5 \times K_5 \tau) \cdot K_6 \cdot K_7 m \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00182	0,00182	0,01274
Пм	Кількість викидів в режимі мірник	$P_{\text{мс}} \cdot 8760 / T_{\text{м}}$	кг/год	0,79704	0,79704	0,79704
Пбс	Кількість викидів в режимі буферний осереднено	$2,52 \cdot V_{\text{рік}} \cdot P_s(38) \cdot M_{\text{п}} \times (K_5 \times K_5 \tau) \cdot K_6 \cdot K_7 m \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00036	0,00036	0,00255
Пб	Кількість викидів в режимі буферний	$P_{\text{бс}} \cdot 8760 / T_{\text{б}}$	кг/год	0,00036	0,00036	0,00259
Gmax	Максимальний викид	$P_{\text{м}} \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,22140	0,22140	0,22140
Gрік	Валовий викид	$(P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}} + P_{\text{б}} \cdot T_{\text{б}}) / 1000$	т/рік	0,01913	0,01913	0,13390
C <sub>i</sub>	Склад викидів, масова частка:	вихідні дані	–	–	–	–
	метан		%	12,17	12,17	12,17
	етан		%	17,79	17,79	17,79
	пропан		%	21,35	21,35	21,35
	бутан		%	19,66	19,66	19,66
	пентан		%	16,85	16,85	16,85
	гексан		%	12,17	12,17	12,17
Gmax <sub>i</sub>	Максимальний викид за компонентами:	$G_{\text{max}} \cdot C_i / 100$	–	–	–	–
	метан		г/с	0,02695	0,02695	0,02695
	етан		г/с	0,03939	0,03939	0,03939
	пропан		г/с	0,04727	0,04727	0,04727
	бутан		г/с	0,04353	0,04353	0,04353
	пентан		г/с	0,03731	0,03731	0,03731
	гексан		г/с	0,02695	0,02695	0,02695
Gрік <sub>i</sub>	Валовий викид: за компонентами:	$G_{\text{рік}} \cdot C_i / 100$	–	–	–	–
	метан		т/рік	0,00233	0,00233	0,01630
	етан		т/рік	0,00340	0,00340	0,02382
	пропан		т/рік	0,00408	0,00408	0,02859
	бутан		т/рік	0,00376	0,00376	0,02633
	пентан		т/рік	0,00322	0,00322	0,02257
	гексан		т/рік	0,00233	0,00233	0,01630

## 5.2.12 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні хімреагентів

Таблиця 5.12 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні хімреагентів

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
–	номер джерела викиду	–	–	3705
–	найменування нафтопродукту	вихідні дані	–	Інгібітор корозії „Нефтехим-1”
–	код забруднюючої речовини	–	–	10930
T	час роботи обладнання (річний)	вихідні дані	год	250
Nmax	максимальна кількість одночасно працюючих насосів	вихідні дані	шт.	1
Q	питомі викиди забруднюючих речовин при роботі насосів	табл. 5.4 [10]	кг/год	0,03
K5	коефіцієнт що враховує кліматичні умови	вихідні дані	–	1,07
G1max	максимальний викид забруднюючих речовин	$Q \cdot N_{\text{max}} \cdot K_5 \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,00892
G1рік	валовий викид забруднюючих речовин	$0,001 \cdot Q \cdot T \cdot N_{\text{max}}$	т/рік	0,00750

### 5.2.13 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємності хімреагентів

Таблиця 5.13 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин від ємності хімреагентів

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
1	2	3	4	5
–	Номер джерела викиду	–	–	3704
V	Об'єм резервуару	вихідні дані	м <sup>3</sup>	10
–	Тип резервуару	вихідні дані	–	підземний
–	Вид продукції	вихідні дані	–	інгібітор корозії
Vрік	Прийнято продукції за рік	вихідні дані	м <sup>3</sup> /рік	2
–	Середнє арифметичне значення температури атмосферного повітря	–	–	–
tax	за шість найбільш холодних місяців	СНиП 2.01.01-82	°С	-1,9
tat	за шість найбільш теплих місяців	СНиП 2.01.01-82	°С	14,9
–	Середня температура рідини	–	–	–
tхх	за шість найбільш холодних місяців	вихідні дані	°С	-1,9
tхт	за шість найбільш теплих місяців	вихідні дані	°С	14,9
Mп	Молекулярна маса парів рідини	табл. 2.9 [11]	г/моль	61,08
–	Середня температура газового простору:	–	–	–
trх	за шість найбільш холодних місяців	$K1x+K2x \cdot tax+K3x \cdot tхх$	°С	-0,1
trт	за шість найбільш теплих місяців	$K4 \cdot (K1т+K2т \cdot tat+K3т \cdot tхт)$	°С	14,0
A	Константи визначення парціального тиску парів однокомпонентної рідини (const Антуана)	табл. П.1 [11]	–	8,1
B		табл. П.1 [11]	–	1709
C		табл. П.1 [11]	–	273
Ps(38)	Тиск насичених парів рідини при t=38 °С	$10^{(A-(B/(38+C)))/0,7518}$	гПа	535,45
n	Коефіцієнт обертання резервуару	$Vрік/V$	–	0,2
–	Коефіцієнти за шість найбільш холодних місяців:	–	–	–
K1x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	1,62
K2x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,19
K3x	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,74
K5x	залежить від Ps(38) і trх	табл. П.3.5 [11]	–	0,207
–	Коефіцієнти за шість найбільш теплих місяців:	–	–	–
K1т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	6,10
K2т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,17
K3т	поправочний коефіцієнт	табл. П.3.1 [11]	–	0,36
K5т	залежить від Ps(38) і trт	табл. П.3.5 [11]	–	0,364
K4	Коефіцієнт залежить від кліматичної зони	табл. П.3.2 [11]	–	1,00
K6	Коефіцієнт залежить від Ps(38) і n	табл. П.4.2 [11]	–	2,50
–	Коефіцієнт залежить від технічної оснащеності та режиму експлуатації	–	–	–
K7м	мірник	[11]	–	1,00
K7б	буферний	[11]	–	0,20
–	Коефіцієнт залежить від відношення висоти до діаметру викидної труби ємності	–	–	–
K9м	мірник	[11]	–	1,00
K9б	буферний	[11]	–	1,00
–	Час роботи в режимі:	–	–	–
Tм	мірник	вихідні дані	год/рік	10
Tб	буферний	вихідні дані	год/рік	8750
η	Коефіцієнт ефективності газоуловлюючого пристрою резервуару	вихідні дані	–	0
Пмс	Кількість викидів в режимі мірник осереднена	$2,52 \cdot Vрік \cdot Ps(38) \cdot Mп \times (K5x+K5т) \cdot K6 \cdot K7м \cdot K9м \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00024
Пм	Кількість викидів в режимі мірник	$Пмс \cdot 8760 / Tм$	кг/год	0,20612
Пбс	Кількість викидів в режимі буферний осереднена	$2,52 \cdot Vрік \cdot Ps(38) \cdot Mп \times (K5x+K5т) \cdot K6 \cdot K7б \cdot K9б \times (1-\eta) \cdot 10^{-9}$	кг/год	0,00005
Пб	Кількість викидів в режимі буферний	$Пбс \cdot 8760 / Tб$	кг/год	0,00005
Gmax	Максимальний викид	$Пм \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,05726
Gрік	Валовий викид	$(Пм \cdot Tм + Пб \cdot Tб) / 1000$	т/рік	0,00247

### 5.2.14 Розрахунок викидів забруднюючих речовин при перекачуванні нафти

Таблиця 5.14– Розрахунок викидів забруднюючих речовин речовин при перекачуванні нафти

Позначення	Найменування	Формула, джерело	Од. вимір.	Вихідні дані та результати розрахунку
—	Номер джерела викиду	—	—	3706
—	Найменування нафтопродукту	вихідні дані	—	нафта
T	Час роботи обладнання (річний)	вихідні дані	год	12
Nmax	Максимальна кількість одночасно працюючих насосів	вихідні дані	шт.	1
Q	Питомі викиди забруднюючих речовин при роботі насосів	табл. 5.4 [10]	кг/год	0,03
K5	Коефіцієнт що враховує кліматичні умови	вихідні дані	—	1,07
Gmax	Максимальний викид забруднюючих речовин	$Q \cdot N_{max} \cdot K5 \cdot 1000 / 3600$	г/с	0,00892
Gрік	Валовий викид забруднюючих речовин	$0,001 \cdot Q \cdot T \cdot N_{max}$	т/рік	0,00036
C <sub>i</sub>	Склад викидів, масова частка:	вихідні дані	—	—
	метан		%	37,42
	етан		%	16,61
	пропан		%	24,49
	бутан		%	14,72
	пентан		%	5,51
	гексан		%	1,25
Gmax <sub>i</sub>	Максимальний викид за компонентами:	$G_{max} \cdot C_i / 100$	—	—
	метан		г/с	0,00334
	етан		г/с	0,00148
	пропан		г/с	0,00218
	бутан		г/с	0,00131
	пентан		г/с	0,00049
	гексан		г/с	0,00011
Gрік <sub>i</sub>	Валовий викид: за компонентами:	$G_{рік} \cdot C_i / 100$	—	—
	метан		т/рік	0,00013
	етан		т/рік	0,00006
	пропан		т/рік	0,00009
	бутан		т/рік	0,00005
	пентан		т/рік	0,00002
	гексан		т/рік	0,000004

**5.2.15 Максимально-разові, валові та сумарні викиди забруднюючих речовин в атмосферу від усіх джерел ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища**

**Таблиця 5.15 – Характеристика джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря та їх параметри**

Номер джерела викиду	Найменування джерела викиду	Параметри джерела викиду		Координати джерела на карті-схемі				Параметри газопилового потоку у місці вимірювання			Код забруднюючої речовини	Найменування забруднюючої речовини	Потужність викиду	
				висота, м	діаметр вихідного отвору, м	точкового або початку лінійного, центру симетрії площинного								
		X <sub>1</sub>	Y <sub>1</sub>			X <sub>2</sub>	Y <sub>2</sub>	витрата, м <sup>3</sup> /с	швидкість, м/с	температура, °С			г/с	т/рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3301	Труба вентиляційна "Озна-Імпульс" -1-0-0300-14	4	-	123	163	0,16	0,16	0,139	7,20	27,3	402	Бутан	0,00042	0,00332
											403	Гексан	0,00092	0,00723
											405	Пентан	0,00073	0,00579
											410	Метан	0,00039	0,00310
											10304	Пропан	0,00033	0,00260
											10305	Етан	0,00016	0,00128
3302	Труба вентиляційна Супутник Б-40 № 3	4	0,1	142	134			0,211	28,00	27,3	402	Бутан	0,00045	0,00356
											403	Гексан	0,00101	0,00797
											405	Пентан	0,00079	0,00622
											410	Метан	0,00042	0,00333
											10304	Пропан	0,00035	0,00279
											10305	Етан	0,00018	0,00138
3305	Дихальний клапан Підземна ємність Е-7 V = 5,5 м3	2	0,05	147	82	-	-	-	-	27,3	402	Бутан	0,03628	0,00031
											403	Гексан	0,02246	0,00019
											405	Пентан	0,03110	0,00027
											410	Метан	0,02246	0,00019
											10304	Пропан	0,03939	0,00034
											10305	Етан	0,03282	0,00028

Продовження таблиці 5.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3306	Свіча Установа БР-25, Ємність E-6 V = 6,4 м3	2	0,05	101	159	-	-	-	-	27,3	1052	Спирт метиловий	0,00626	0,00279
3308	Неорганізоване Установа БР-25, Насосна	2	-	103	156	2	2	-	-	27,3	1052	Спирт метиловий	0,00089	0,01752
3310	Факел	20	0,15	154	22	-	-	0,681	-	1522	301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,01619	0,49669
											337	Оксид вуглецю	2,02422	62,08679
											410	Метан	0,24291	7,45041
											2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,24291	7,45041
											11812	Вуглецю діоксид	-	737,27571
											11815	Азоту (1) оксид (N2O)	-	0,00108
3311	Неорганізоване Насос	2	-	123	82	2	2	-	-	27,3	402	Бутан	0,00131	0,00023
											403	Гексан	0,00011	0,00002
											405	Пентан	0,00049	0,00009
											410	Метан	0,00334	0,00058
											10304	Пропан	0,00218	0,00038
											10305	Етан	0,00148	0,00026
3312	Дихальний клапан Резервуар РВС-2000	13,5	0,2	185	147	-	-	-	-	27,3	402	Бутан	0,04353	0,34322
											403	Гексан	0,02695	0,21247
											405	Пентан	0,03731	0,29419
											410	Метан	0,02695	0,21247
											10304	Пропан	0,04727	0,37264
											10305	Етан	0,03939	0,31053
3313	Неорганізоване Насосна	2	-	148	114	2	2	-	-	27,3	402	Бутан	0,00131	0,00080
											403	Гексан	0,00011	0,00007
											405	Пентан	0,00049	0,00030
											410	Метан	0,00334	0,00204
											10304	Пропан	0,00218	0,00134
											10305	Етан	0,00148	0,00091

Кінець таблиці 5.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3314	Неорганізоване Наливний стояк	2	-	158	130	2	2	-	-	27,3	402	Бутан	0,90479	0,59282
											403	Гексан	0,22333	0,14632
											405	Пентан	0,37847	0,24797
											410	Метан	0,01053	0,00690
											10304	Пропан	0,76046	0,49825
											10305	Етан	0,08673	0,05683
3701	Дихальний клапан Резервуар РВС-100 №1	6,5	0,15	92	99	-	-	-	-	27,3	402	Бутан	0,04353	0,00376
											403	Гексан	0,02695	0,00233
											405	Пентан	0,03731	0,00322
											410	Метан	0,02695	0,00233
											10304	Пропан	0,04727	0,00408
											10305	Етан	0,03939	0,00340
3702	Дихальний клапан Резервуар РВС-100 №2	6,5	0,15	85	96	-	-	-	-	27,3	402	Бутан	0,04353	0,00376
											403	Гексан	0,02695	0,00233
											405	Пентан	0,03731	0,00322
											410	Метан	0,02695	0,00233
											10304	Пропан	0,04727	0,00408
											10305	Етан	0,03939	0,00340
3703	Дихальний клапан Резервуар РВС-700 №3	10,5	0,2	68	90	-	-	-	-	27,3	402	Бутан	0,04353	0,02633
											403	Гексан	0,02695	0,01630
											405	Пентан	0,03731	0,02257
											410	Метан	0,02695	0,01630
											10304	Пропан	0,04727	0,02859
											10305	Етан	0,03939	0,02382
3704	Дихальний клапан Установа БР-2.5. Ємність V = 10 м3	3	0,1	92	155	-	-	-	-	27,3	10930	Інгібітор корозії "Нефтехим-1" (талове масло-32%, гас-20%)	0,05726	0,00247
3705	Неорганізоване Установа БР-2.5, Насосна	2	-	93	152	2	2	-	-	27,3	10930	Інгібітор корозії "Нефтехим-1" (талове масло-32%, гас-20%)	0,00892	0,00750
3706	Неорганізоване Насос	2	-	174	95	2	2	-	-	27,3	402	Бутан	0,00131	0,00005
											403	Гексан	0,00011	0,00000
											405	Пентан	0,00049	0,00002
											410	Метан	0,00334	0,00013
											10304	Пропан	0,00218	0,00009
											10305	Етан	0,00148	0,00006

### **5.2.13 Заходи, які регулюють викиди в період несприятливих метеорологічних умов**

Під регулюванням викидів шкідливих речовин в атмосферу мається на увазі їх короткочасне скорочення в періоди несприятливих метеорологічних умов (НМУ), які приводять до формування високого рівня забруднення атмосферного повітря.

Регулювання викидів виконується з врахуванням НМУ на основі попередження про можливий небезпечний ріст концентрацій шкідливих речовин в повітрі з метою його запобігання.

#### **5.2.13.1 Характеристика категорії небезпечності забруднення атмосферного повітря**

В залежності від очікування рівня забруднення атмосфери контролюючими органами передається повідомлення про несприятливі метеорологічні умови, які відповідають трьом категоріям безпеки:

- перша категорія безпеки, коли біля поверхні землі очікується нагромадження забруднюючих речовин, концентрації яких можуть досягти перевищення гранично допустимого рівня до трьох разів;
- друга категорія безпеки, коли біля поверхні землі очікується нагромадження забруднюючих речовин, концентрації яких можуть досягти перевищення гранично допустимого рівня в 3-5 разів;
- третя категорія безпеки, коли біля поверхні землі очікується нагромадження забруднюючих речовин, концентрації яких можуть досягти перевищення гранично допустимих рівнів більше 5-ти разів.

#### **5.2.13.2 Характеристика заходів, які відповідають трьом режимам роботи об'єкту в умовах НМУ**

План заходів, що регулюють викиди шкідливих речовин в атмосферне повітря в періоди НМУ, розробляються на три режими роботи об'єкту, що відповідають категоріям безпеки.

При першому режимі роботи кількість забруднюючих речовин, які викидаються в атмосферу, повинна бути зменшена на 15-20% за рахунок організаційно-технічних заходів.

Ці заходи не приводять до зниження продуктивності обладнання. В значній мірі вони стосуються посилення контролю за роботою газоочисної установки та посилення контролю точним виконанням технологічного процесу.

При другому режимі роботи заходи, що регулюють викиди, повинні забезпечити зниження концентрації забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери 20-40%. Вони включають заходи для першого режиму, а також заходи, які знижують продуктивність обладнання на 30%.

При третьому режимі роботи заходи повинні забезпечити зниження концентрації забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери на 40-60% і включають заходи для першого режиму роботи і заходи, які знижують продуктивність обладнання на 50%.

### 5.2.14 Розрахунок і аналіз величин приземних концентрацій забруднюючих речовин при несприятливих метеорологічних умовах

Оцінка впливу викидів забруднюючих речовин на стан забруднення атмосферного повітря здійснюється за результатами розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі за розрахунковими даними (розділи 5.2.3-5.2.6).

Для проведення розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі використовувався програмний комплекс „EOL”.

Перед проведенням розрахунків проводиться визначення доцільності проведення розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на ЕОМ у відповідності з п.5.21 ОНД-86 .

$$\frac{M}{ГДК} > \Phi,$$

$$\Phi = 0,01 \times \bar{H} \text{ при } \bar{H} > 10 \text{ м,}$$

$$\Phi = 0,1 \text{ при } \bar{H} < 10 \text{ м,}$$

де  $M$  — сумарне значення викиду від всіх джерел підприємства, що відповідає найбільш несприятливим із встановлених умов викиду, включаючи вентиляційні джерела і неорганізовані викиди, г/с;

$ГДК$  — максимальна разова граничнодопустима концентрація, мг/м<sup>3</sup>;

$\bar{H}$  — середньозважена по підприємству висота джерел викидів, м.

$$\bar{H}_j = \frac{5 \cdot M_{(0-10)_j} + 15 \cdot M_{(11-20)_j} + 25 \cdot M_{(21-30)_j} + \dots}{M_j},$$

де  $M_j$  — повний викид забруднюючої речовини, г/с;

$M_{(0-10)}$ ,  $M_{(11-20)}$ ,  $M_{(21-30)}$  — викид забруднюючої речовини з джерел в інтервалах висот до 10м включно, від 11 до 20 м, від 21 до 30 м і т.д.

Якщо висота джерел викиду не перевищує 10 м, то приймається  $\bar{H}_j = 5$  м.

Перевірка доцільності проведення розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі проведено по всіх речовинах, які викидаються із стаціонарних джерел.

Результати розрахунків наведені в таблиці 5.13.

Координати джерел задані в системі координат підприємства. Для розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери виділена одна розрахункова площадка розміром 2000 × 2000 м. Крок розрахункової сітки 100 м.

Початкові дані для розрахунку, які включають якісні та кількісні характеристики забруднюючих речовин, геометричні параметри джерел викидів та аеродинамічні характеристики пилогазових потоків, наведені в таблиці 5.12. Розмір прийнятої нормативної санітарно-захисної зони за ДСП-173-96 для 3 класу становить 300 м.

Розрахунки приземних концентрацій виконані з врахуванням фонових концентрацій. Результати розрахунку розсіювання забруднюючих речовин та карти приземних концентрацій для розрахункових площадок наведені в Додатку 4.

**Таблиця 5.16 – Доцільність проведення розрахунку**

N п/п	Код р-ни	Найменування речовини	Викид по підпри- ємству, г/с	ГДК мг/м <sup>3</sup>	М/ГДК/Н для Н>10	Фактор доціль- ності Ф	Доціль- ність розра- хунку
					М/ГДК для Н<10		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,0162	0,2	0,081	0,1	ні
2	337	Оксид вуглецю	2,0242	5	0,405	0,1	так
3	402	Бутан	1,1563	200	0,0058	0,1	ні
4	403	Гексан	0,3783	60	0,0063	0,1	так
5	405	Пентан	0,5929	100	0,0059	0,1	ні
6	410	Метан	0,4170	50	0,0083	0,1	ні
7	1052	Спирт метиловий	0,0072	1	0,007	0,1	ні
8	2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,2429	0,5	0,486	0,1	так
9	10304	Пропан	1,0355	65	0,016	0,1	ні
10	10305	Етан	0,3147	65	0,005	0,1	ні
11	10930	Інгібітор корозії „Нефтехим-1” (талове масло-32%, гас-20%)	0,0462	0,5	0,924	0,1	ні

**5.2.15 Уточнення розмірів санітарно-захисної зони з урахуванням „рози” вітрів****Таблиця 5.17 – Результати розрахунку розсіювання забруднюючих речовин**

Забруднююча речовина				Максимальна приземна концентрація забруднюючих речовин на межі СЗЗ з врахуванням фонового забруднення	
код	назва	ГДК (ОБРД), мг/м <sup>3</sup>	клас небезпечності	мг/м <sup>3</sup>	
				долей ГДК	
301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,2	3	0,080306	0,401530
337	Оксид вуглецю	5	4	0,438261	0,087652
2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,5	3	0,204591	0,409183

За результатами проведених розрахунків розсіювання забруднюючих речовин від стаціонарних джерел викидів у атмосферному повітрі встановлено, що при будь-якому напрямку та швидкостях вітру максимальні приземні концентрації забруднюючих речовин по всьому розрахунковому майданчику не перевищують гранично допустимих концентрацій для населених місць, тому згідно ОНД-86 уточнення розміру санітарно-захисної зони не проводиться, прийнято нормативний розмір санітарно-захисної зони у відповідності до ДСП-173-96 для 3 класу (300 м).

### 5.2.16 Аналіз шумового впливу на навколишнє середовище

Одним із видів впливу на навколишнє середовище в процесі повернення СПВ є шум від обладнання розміщеного на території кущової насосної станції КНС Малодівицького родовища призначеної для закачки пластової води в нагнітальні свердловини з метою підтримання пластового тиску.

Джерелом утворення постійного шумового забруднення навколишнього середовища буде наступне технологічне обладнання системи перекачування пластової води:

- нагнітальні насоси (УЕВН 5А Н-1/1,2,3,4) – 4 шт;

Для захисту людей від шкідливого впливу шуму, необхідно регламентувати його інтенсивність і інші характеристики, які визначають міру шкоди, що заподіюється ним організму людини. Саме з цією метою здійснюється гігієнічне, або санітарне нормування шуму.

Гігієнічне нормування шуму базується на критеріях здоров'я і працездатності людей з оцінкою його впливу на весь організм у процесі трудової діяльності (з урахуванням її напруженості і ваги).

На промисловому майданчику ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища використовується технологічне обладнання виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах частот та еквівалентних рівнів звуку на постійних робочих місцях, що в свою чергу гарантовано забезпечує дотримання відповідних допустимих значень шумового забруднення на межі витриманої нормативної санітарно-захисної зони встановлених в ДСН 3.3.6.037-99 [23] і ДБН В.1.1-31-2013 [24] і наведених у таблиці 5.18.

**Таблиця 5.18** – Допустимі рівні звукового тиску та еквівалентні рівні звуку

Характеристика середовища	Рівні звукового тиску (дБ) в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звуку, дБА	
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	еквівалентний	максимальний
Постійні робочі місця в приміщеннях і на території підприємств	107	95	87	84	78	75	73	71	69	80	–
Території, які безпосередньо прилягають до житлових будинків:											
в денний час	89	75	66	59	54	50	47	45	43	55	70
в нічний час	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

Шумові характеристики основного технологічного обладнання визначені згідно каталогів і паспортних даних та наведені у таблиці 5.19. Для однотипного за технологічним використанням обладнання наведені характеристики обладнання з найгіршими шумовими характеристиками.

**Таблиця 5.19** - Шумові характеристики агрегатів

Перелік обладнання	Кількість	Рівень звуку, дБА
1	2	3
Нагнітальні насоси (УЕВН 5А -1,2,3,4)	4	80

Таблиця 5.20 - Заходи по зменшенню рівня звуку

Перелік заходів	Ефективність заходів по зменшенню рівня звуку, дБА
Установка обладнання на гумові прокладки	8
Установка обладнання в звукоізолюючому корпусі	8

Велике значення для зниження рівнів шуму має правильна експлуатація механізмів, своєчасне проведення профілактичних ремонтів та якісний монтаж.

### Визначення сумарних (за енергією) рівнів шуму від кількох джерел

Відповідно до ДСТУ-НБВ.1.1-35:2013 [27] для надання оцінки шумового режиму на території бурового майданчика та в розрахункових точках при впливі всіх наявних джерел, розрахунок шуму від стаціонарних джерел з непостійним шумом, які впливають на дану територію, виконують у **еквівалентних рівнях звуку в дБА**.

Сумарний рівень звуку від декількох джерел з однаковою звуковою потужністю, розраховуємо згідно Додатку А [27] за формулою:

$$L_{\text{сум}} = L_1 + 10 \lg n,$$

де  $L_{\text{сум}}$  – сумарний рівень звуку від кількох ( $n$ ) джерел, що мають однакову звукову потужність, дБА;

$L_1$  – рівень звуку від одного з джерел, що мають однакову звукову потужність, дБА;

$n$  – кількість джерел, що мають однакову звукову потужність.

Визначення сумарного еквівалентного рівня звуку від усіх джерел на буровому майданчику приведено в табл. 5.21.

Таблиця 5.21 - Визначення сумарного еквівалентного рівня звуку

№ джерела шуму	Назва $i$ -го джерела шуму (кількість при однаковій звуковій потужності)	Еквівалентний рівень звуку $i$ -го джерела шуму, $L_{p,z}$		Зниження рівня звуку заходами, дБА	Еквівалентний рівень звукового тиску джерела з врахуванням заходів $L_{Ai}$ , дБА
		Розрахунок	Значення, дБА		
1	Нагнітальні насоси (УЕВН 5А -1,2,3,4)		80	16	64
Сумарний рівень шуму від 4 нагнітальних насосів:		$L_{\text{сум}4} = 64 + 10 \lg 4$			70
Сумарний еквівалентний рівень звукового тиску від усіх джерел на майданчику ПП		$L_{\text{сум}} = L_1 + 10 \lg n$			<b>70,0</b>

Визначення еквівалентного рівня звуку  $L_{A\text{тер}}$  (дБА) в розрахункових точках на території виконано згідно п. 6.2.3 [27]. Розрахунок виконується для окремих джерел, а сумарні максимальні рівні звуку в даній розрахунковій точці від усіх джерел на майданчику визначаються згідно з Додатком А цього ж нормативного документу.

Якщо розрахункові точки і джерела шуму знаходяться на території і розрахункові точки

розташовані на відстанях від акустичного центра джерела  $r$  більших подвійного максимального розміру джерела, то еквівалентні рівні звуку  $L_A$  (дБА) в даних розрахункових точках визначаються за формулою:

$$L_{A\text{тер}} = L_{A\text{екв}} - 15\lg r + 10\lg\Phi - 10\lg\Omega - \Delta L_{A\text{пов}} - \Delta L_{A\text{екр}} - \Delta L_{A\text{зел}},$$

де  $L_{A\text{екв}}$  – еквівалентний коригований рівень звукового тиску джерела шуму, дБА;

$\Phi$  – коефіцієнт спрямованості випромінювання шуму джерелом в напрямку розрахункової точки, безрозмірний (для джерел з рівномірним в усіх напрямках випромінюванням або за відсутності даних приймається  $\Phi=1$ );

$\Omega$  – величина просторового кута, в який випромінюється шум в залежності від місця розташування джерела відносно наявних огорожувальних конструкцій;

$\Delta L_{A\text{пов}}$  – поправка у дБА, що враховує зниження еквівалентного рівня звуку внаслідок затухання звуку в повітрі;

$\Delta L_{A\text{екр}}$  – поправка у дБА, що враховує зниження рівня звуку екранами на шляху поширення шуму,  $\Delta L_{A\text{екр}} = 0$ ;

$\Delta L_{A\text{зел}}$  – величина зниження рівня звуку смугами зелених насаджень,  $\Delta L_{A\text{зел}} = 0$ .

Таким чином, формула для визначення рівня звуку в розрахункових точках на території  $L_{A\text{тер}}$  (дБА), набуде вигляду:

$$L_{A\text{тер}} = L_{A\text{екв}} - 15\lg r - 10\lg\Omega - \Delta L_{A\text{пов}}$$

Результати розрахунку звукового тиску від наявних джерел в розрахункових точках та на межі СЗЗ наведені у таблиці 5.22:

**Таблиця 5.22** - Результати розрахунку звукового тиску від наявних джерел

№ джерела шуму	Назва $i$ -го джерела шуму	Еквівалентний коригований рівень звуку джерела шуму, $L_{Ai}$ дБА	$\Omega$	$\Delta L_{A\text{зел}}$	Еквівалентний рівень звукового тиску джерела шуму в розрахункових точках $L_{A\text{тер}}$ , дБА		
					$L_{A\text{тер}} = L_{A\text{екв}} - 15\lg r - 10\lg\Omega - \Delta L_{A\text{пов}}$		
					Розрахункові точки		
			$r = 100$ м ( $\Delta L_{A\text{пов}}=0,5$ )	$r = 300$ м ( $\Delta L_{A\text{пов}}=1,5$ )	$r = 500$ м ( $\Delta L_{A\text{пов}}=2,5$ )		
1	Нагнітальні насоси УЕВН 5А 1,2,3,4)	<b>70</b>	$2\pi$	–	31,52	23,36	19,03
	Рівень шуму від 4 нагнітальних насосів: $L_{\text{сум тер}4} = L_{\text{тер}1} + 10\lg 4$	<b>70</b>			$L_{\text{сум тер}4} = 31,52 + 10\lg 4$ <b>37,52</b>	$L_{\text{сум тер}4} = 23,36 + 10\lg 4$ <b>29,36</b>	$L_{\text{сум тер}4} = 19,03 + 10\lg 4$ <b>25,03</b>
	Сумарний еквівалентний рівень звуку від усіх джерел в розрахункових точках: $L_{\text{сум тер}4} = L_{\text{тер}1} + 10\lg 4$	<b>70</b>			<b>37,52</b>	<b>29,36</b>	<b>25,03</b>

Максимальні рівні шуму в розрахункових точках не перевищуватимуть: на відстані 100 м – 37,52 дБА; **300 м (межа СЗЗ)** – 29,36 дБА; **500 м (житлова забудова)** – 25,03 дБА і значно нижчі за допустимі рівні шуму, передбачені на території житлової забудови – **55 дБА в денний час та 45 дБА в нічний час**, відповідно до п. 24 табл. 1 ДБН В.1.1-31:2013.

Враховуючи, що в процесі повернення СПВ *працюючі* піддаються дії підвищених рівнів шуму і вібрації, та відповідно до вимог ГОСТ 12.1.003-83 і ГОСТ 12.1.012-90 щодо обмеження діючих рівнів шуму і вібрації, майданчик БКНС повинен бути обладнаний

колективними засобами зниження рівнів шуму і вібрації. Крім того, заходами з промислової санітарії і гігієни праці передбачені засоби індивідуального захисту від шуму і вібрації

### 5.2.17 Оцінка ризику планової діяльності щодо природного, соціального та техногенного середовищ

Оцінка ризику впливу планованої діяльності на здоров'я населення від існуючого забруднення атмосферного повітря на території населеного пункту, яке сформоване за рахунок промислових викидів, проводиться за розрахунками ризику розвитку неканцерогенних і канцерогенних ефектів у відповідності до Методичних рекомендацій „Оцінка канцерогенного та неканцерогенного ризику для здоров'я населення від хімічного забруднення атмосферного повітря” (затв. Наказом МОЗ України від 18.10.2023 № 1811).

Характеристику ризику розвитку неканцерогенних ефектів здійснюють шляхом порівняння фактичних рівнів експозиції з безпечними (референтними) рівнями впливу та визначенням коефіцієнта небезпеки.

За інгаляційного надходження розрахунок коефіцієнта небезпеки можна здійснювати за формулою:

$$HQ_i = C_i / RfC_i ,$$

де  $HQ_i$  – коефіцієнт небезпеки  $i$ -ої речовини;

$C_i$  – розрахункова середньорічна концентрація  $i$ -ої речовини на межі житлової забудови, мг/м<sup>3</sup>;

$RfC_i$  – референтна (безпечна) концентрація  $i$ -ої речовини, мг/м<sup>3</sup>.

/За висновком експертів, у разі відсутності референтних концентрацій як еквівалент можна використовувати гранично допустимі концентрації (ГДК) або максимально недіючі рівні чи концентрації (МНР, МНК), установлені за критерієм прямого ефекту на здоров'я/

$HQ_i = 1$  – гранична величина прийнятого ризику.

Критерії для характеристики коефіцієнта небезпеки наведено у таблиці 5.23.

**Таблиця 5.23** - Розрахунок ризику під час робіт

Забруднююча речовина		$C_i$ , (мг/м <sup>3</sup> )	$RfC_i^*$ , (мг/м <sup>3</sup> )	Коефіцієнт небезпеки, $HQ_i$
код	назва			
0301	Азоту діоксид NO <sub>2</sub>	0,080306	0,2	0,40153
0337	Окис вуглецю CO	0,438261	5,0	0,087652
2902	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,204591	0,5	0,409182

**Таблиця 5.24** - Критерії неканцерогенного ризику

Характеристика ризику	Коефіцієнт небезпеки ( $HQ$ )
Ризик виникнення шкідливих ефектів розглядають як зневажливо малий	Менший ніж 1
Гранична величина, що не потребує термінових заходів, однак не може розглядатися як досить прийнятна	1
Ймовірність розвитку шкідливих ефектів зростає пропорційно збільшенню коефіцієнту небезпеки $HQ$	Більший ніж 1

Отже, неканцерогенний ризик для здоров'я населення за впливу вказаних забруднюючих речовин в атмосферному повітрі розглядається як зневажливо малий. Всі значення коефіцієнтів небезпеки речовин  $HQ_i$  менші ніж 1.

Соціальний ризик визначається у відповідності до ДБН А.2.2-1:2021 „Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на наколишне середовище (ОВНС) як ризик для групи людей, на яку може вплинути впровадження об'єкта господарської діяльності, з урахуванням особливостей природно-техногенної системи.

Оціночне значення соціального ризику ( $R_s$ ) визначається за формулою:

$$R_s = CR_a \times V_u \times N/T \times N_p,$$

де  $R_s$  – соціальний ризик,

$CR_a$  – канцерогенний ризик комбінованої дії декількох забруднюючих атмосферу канцерогенних речовин, який визначається за наведеним вище, або, як в нашому випадку, при відсутності у викидах речовин і з доведеною або вірогідною канцерогенністю для людини приймається рівним  $1 \cdot 10^{-6}$ , безрозмірний;

$V_u$  – уразливість території від прояву забруднення атмосферного повітря, що визначається відношенням площі, віднесеної під об'єкт господарської діяльності, до площі об'єкта з санітарно-захисною зоною, частки одиниці,  $(28000/955180=0,0293)$ ;

$N$  – чисельність населення, чол., що визначається:

а) за даними мікрорайону розміщення об'єкта, якщо такі є у населеному пункті;

б) за даними усього населеного пункту, якщо немає мікрорайонів, або об'єкт має містоутворююче значення;

в) за даними населених пунктів, що знаходяться в зоні впливу об'єкта проектування, якщо він розташований за їх межами (чисельність населення: селище Мала Дівиця – 2165 осіб);

(чисельність населення: с. Заудайка – 84 осіб)

$T$  – середня тривалість життя (визначається для даного регіону або приймається 70 років), чол./рік;

$N_p$  – коефіцієнт, за відсутності зміни кількості робочих місць, як в нашому випадку, приймається рівним 1.

Таким чином, значення соціального ризику щодо населення селище Мала Дівиця:

$$R_s = 1 \times 10^{-6} \times 0,0293 \times 2165/70 \times 1 = 9,06E-07$$

Значення соціального ризику щодо населення с. Заудайка:

$$R_s = 1 \times 10^{-6} \times 0,0293 \times 84/70 \times 1 = 3,52E-08$$

Класифікація рівнів соціального ризику

**Таблиця 5.25** - Класифікація рівнів соціального ризику

Рівень ризику	Ризик протягом життя
Неприйнятний для професійних контингентів і населення	$> 10^{-3}$
Прийнятний для професійних контингентів і неприйнятний для населення	від $10^{-3}$ до $10^{-4}$

Умовно прийнятний	від $10^{-4}$ до $10^{-6}$
Прийнятний	$< 10^{-6}$

Отже, рівень соціального ризику планованої діяльності – *менший ніж  $10^{-6}$  і є прийнятним.*

Прийняті в проекті на повернення СПВ технологічні рішення та заходи по запобіганню та зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище не приведуть до намічених або випадкових послідовних і катастрофічних змін природно-культурних об'єктів і екологічних ресурсів.

В межах впливу проектного об'єкту відсутні об'єкти і споруди інших галузей промисловості та споруди соціально-економічного призначення.

Пам'ятників архітектури, історії і культури чи інших елементів техногенного середовища в зоні впливу також немає.

Проектована діяльність здійснюється в межах відводу земельної ділянки.

Рівень шуму як на території об'єкту, так і на території ближньої житлової забудови не перевищує значень, що допускаються санітарними нормами.

### **5.2.18 Оцінка можливого кумулятивного впливу інших наявних об'єктів планованої діяльності**

Відповідно до статті 114 Земельного Кодексу України навколо об'єктів, які є джерелами виділення шкідливих речовин, запахів, підвищених рівнів шуму, вібрації, ультразвукових і електромагнітних хвиль, електронних полів, іонізуючих випромінювань тощо, з метою відокремлення таких об'єктів від територій житлової забудови створюються санітарно-захисні зони. Розміри санітарно-захисних зон для промислових підприємств та інших об'єктів, що є джерелами шкідливих виробничих факторів, слід встановлювати відповідно до діючих санітарних норм. Відповідно до п. 5.4 ДСП 173-96 Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів [9] на зовнішній межі санітарно-захисної зони, зверненої до житлової забудови, концентрації та рівні шкідливих факторів не повинні перевищувати їх гігієнічні нормативи (ГДК, ГДР).

Гирлова арматура фонтанних та глибинно-насосних свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не вважаються джерелами забруднення атмосферного повітря.

Всі існуючі технологічні об'єкти родовища мають чинні дозволи на викиди, отримані у встановленому законодавством порядку. Перевищення нормативів ГДК відсутнє по жодному з шкідливих компонентів на межі санітарно-захисної зони та найближчої житлової забудови з урахуванням фонового забруднення.

Територія здійснення планованої діяльності знаходиться на відстані близько 840 м в східному напрямку від с. Попівщина Андріяшівської сільської громади Прилуцького району Чернігівської обл. та 1,6 км в північно-західному напрямку від с. Якимовичі Андріяшівської сільської громади Прилуцького району Чернігівської обл.

Проммайданчики оточені землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

Провідне місце в економіці регіону займає сільське господарство та нафтова промисловість. Великих підприємств, крім виробничих об'єктів Малодівицького родовища АТ „Укрнафта”, на даній території немає.

Планована діяльність здійснюється, виключно, на ліцензійній ділянці Малодівицького родовища. Повернення супутньо-пластових вод у надра необхідно розглядати як відновлення природного середовища геологічного об'єкта. Спосіб повернення супутньо-пластових вод

вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження. Такий захід повинен мати пріоритетне значення, а його реалізація не повинна суперечити діючим нормативам, а навпаки має бути привабливою для додаткових інвестицій, кредитів та податкових пільг. Саме це передбачено законом України „Про охорону навколишнього природного середовища” ст. 48 щодо стимулювання підприємств при впровадженні ними сучасних природоохоронних чи ресурсозберігаючих технологій.

Основним фактором негативного впливу на довкілля будуть незначні викиди в атмосферу від промислового майданчика БКНС, який задіяний в процесі повернення пластових вод і на який є діючий Дозвіл на викиди.

Кумулятивний вплив планової діяльності та сусідніх виробничих підприємств, які є забруднювачами довкілля, оцінюється за сукупним їх впливом. Аналіз можливого кумулятивного впливу проведено у розділах 5.2.1 – 5.2.17.

На сьогоднішній день сукупний кумулятивний вплив забруднення атмосферного повітря визначається даними фонових концентрацій забруднюючих речовин. Фонові концентрації надані Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (додаток 2).

За даними фонового забруднення атмосферного повітря не спостерігається екологічної проблеми з викидами забруднюючих речовин, та не має перевищення гранично допустимої концентрації максимально разової по всім фоновим речовинам. Вміст забруднюючих речовин, не перевищує встановлені санітарно-гігієнічні нормативи ГДК м.р. для атмосферного повітря населених місць, що не порушує Закону України „Про забезпечення санітарноепідеміологічного благополуччя населення”.

Розрахунки розсіювання, виконані з врахуванням фонового забруднення атмосферного повітря, тобто з врахуванням вкладу інших забруднювачів повітря, показали відсутність перевищень над нормативами гранично допустимих концентрацій (таблиця 5.26). Внесок підприємства в забруднення атмосфери допустимий і відповідає вимогам санітарно-гігієнічних нормативів.

**Таблиця 5.26** – Результати розрахунку розсіювання забруднюючих речовин

Забруднююча речовина				Максимальна приземна концентрація забруднюючих речовин на межі СЗЗ з врахуванням фонового забруднення	
код	назва	ГДК (ОБРД), мг/м <sup>3</sup>	клас небезпечності		
				мг/м <sup>3</sup>	долей ГДК
301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,2	3	0,080306	0,401530
337	Оксид вуглецю	5	4	0,438261	0,087652
2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом	0,5	3	0,204591	0,409183

Виходячи з вимог екологічного та санітарного законодавства України, а також нормативних документів щодо забезпечення техногенної безпеки, на підставі проведеної комплексної оцінки впливу діяльності з повернення СПВ на навколишнє природне, соціальне і техногенне середовища, з урахуванням діючих в районі розміщення об'єкта природних, соціальних і техногенних факторів і умов, прийнятий в проекті комплекс проектних рішень оцінюється як оптимальний.

Відповідно до статті 75 „Водного кодексу України”, „повернення супутньо-пластових вод здійснюється відповідно до Технологічних проектів, які погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища і центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення”.

Повернення супутньо-пластових вод у надра необхідно розглядати як відновлення природного середовища геологічного об’єкта. Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження. Такий захід повинен мати пріоритетне значення, а його реалізація не повинна суперечити діючим нормативам, а навпаки має бути привабливою для додаткових інвестицій, кредитів та податкових пільг. Саме це передбачено законом України „Про охорону навколишнього природного середовища” ст. 48 щодо стимулювання підприємств при впровадженні ними сучасних природоохоронних чи ресурсозберігаючих технологій.

## **5.3 Геологічне середовище**

### **5.3.1 Характеристика геологічної будови**

У геологічній будові Малодівицького родовища, яке розташоване в південній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) беруть участь осадові утворення палеозою, мезозою та кайнозою.

У геологічній будові Малодівицького родовища, яке розташоване в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) беруть участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

### **Стратиграфія**

Осадовий чохол, товщина якого в районі родовища сягає близько 6000 м, повністю не розкрито жодною із пробурених на родовищі свердловин. Найбільш давніми за віком породами, що розкриті бурінням, є відклади верхнього відділу девонської системи палеозою.

#### **Палеозойська група (PZ)**

Девонська система (D). На кристалічному фундаменті з великим стратиграфічним та кутовим неузгодженням залягають відклади девону. У ДДЗ відклади девонської системи мають широкий розвиток. На теперішній час доведена наявність утворень середнього відділу девонської системи у складі ейфельського, живетського ярусів (не розкриті свердловинами, що пробурені на площі Малодівицького НР) та франського і фаменського ярусів верхнього відділу. За літологічними особливостями та умовами залягання девонські відклади поділяються на підсольову, нижню соленосну, міжсольову, верхню соленосну та надсольову товщі. Відклади девону характеризуються великою фаціальною мінливістю, широким розвитком ефузивних та галогенних порід. Літолого-стратиграфічна характеристика середньодевонських відкладів та верхньодевонських осадових порід нижнього і середнього під’ярусів франського ярусу не наводиться, оскільки відклади цього віку, свердловинами, що пробурені на площі родовища, не розкриті.

#### **Верхній відділ (D<sub>3</sub>)**

#### **Франський ярус (D<sub>3</sub>fr)**

В міжнародній стратиграфічній шкалі прийнято тричленний поділ франського ярусу на під’яруси. В межах ділянки Малодівицького родовища нафти свердловинами 1, 5, 8, 9, 11, 13, 14 розкрито на неповну потужність лише відклади верхнього під’яруса, а саме євлановсько-лівенську соленосну товщу.

Верхній під'ярус ( $D_3fr_2$ ). У складі верхньофранського під'ярусу виділяються воронезький, євлановський та лівенський горизонти. Перший відносяться до підсолевого комплексу, а два останні складають нижній соленосний комплекс.

Воронезький горизонт. У межах досліджуваної території відклади воронезького горизонту (остерська світа ( $D_3ost$ ), нижня частина грибово-руднянської ( $D_3grb$ ) світи) представлені морськими глинисто-карбонатними та соленосними фаціями. Потужність відкладів - від 50 м до 200 м. Свердловинами не розкритий.

Євлановський та лівенський горизонти. Відклади євлановського та лівенського горизонтів (грибово-руднянська (верхня частина) ( $D_3grb$ ), ріпкинська ( $D_3rp$ ) та ічнянська світи ( $D_3ich$ ) регіональної стратиграфічної шкали) складають нижню соленосну товщу ДДЗ. Євланівська частина розрізу представлена чергуванням пачок солі та теригенно-карбонатно-сульфатних порід. Пачки, що залягають між соляними тілами представлені чергуванням аргілітів, вапняків, мергелів, ангідритів, теригенних порід. Часто вони містять прошарки солі. Вище цієї частини розрізу залягає потужна соленосна товща (лівенський горизонт), яка практично не містить значних прошарків інших порід. Не повна потужність верхнього під'ярусу (лівенський горизонт) франського ярусу верхнього девона, що розкрили свердловини Малодівецького родовища, коливається від 238 м до 2252 м.

Фаменський ярус ( $D_3fm$ ). Фаменські відклади у складі верхнього, середнього та нижнього під'ярусів розкриті на повну потужність (з різною стратиграфічною повнотою розрізу) на низці площ північно-західної частини та прибортових зон Дніпровсько-Донецької западини. На ділянці Малодівецького родовища свердловини 1, 5, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 23, 24, 36 розкрили повністю або частково відклади нижньо- та середньофаменського під'ярусів. Товщина осадових порід у розкритих свердловинах розрізах змінюється від 49 м до 110 м.

Нижній під'ярус ( $D_3fm_1$ ). Нижньофаменські відклади (міжсолева товща) виділяються у складі задонського та єлеського горизонтів. Вони залягають на різновікових породах не тільки євланівського, а й воронезького горизонтів, що свідчить про існування крупного стратиграфічного неузгодження між франським і фаменським ярусами у ДДЗ.

Задонський горизонт. Відклади задонського часу (осьмаківська світа  $D_3os$ ), залягають з кутовою та стратиграфічною неузгодженістю на верхньофранських утвореннях і представлені сірими слюдистими поліміктовими та аркозовими пісковиками, темно-сірими, переважно вапнистими аргілітами з прошарками темно-сірих органогенних вапняків, мергелів. Частими є прошарки бітумінозних карбонатних порід, які залягають у розрізі у вигляді лінз і не витримуються за простяганням.

Єлеський горизонт. Єлеські відклади (кинашівська світа  $D_3kn$ ) в ДДЗ відзначаються загальною тенденцією зміни складу порід від бортів до осьової частини западини та від загального положення ділянки в регіоні. На досліджуваній території єлеські розрізи суттєво піщано-глинисті, як правило рівномірно ритмічні. Залягають з переривом на відкладах осьмаківської світи (задонський горизонт).

Середній під'ярус ( $D_3fm_2$ ). У "Стратиграфічній схемі девонських відкладів Дніпровсько-Донецької западини" 1993 р. у середньофаменському під'ярусі ДДЗ виділяються лебідянський (верхня соленосна товща), адамівський (оптухівський) і плавський (горобцівський) горизонти (нижня частина надсолевої товщі). За даними стратиграфічного розчленування, що наводиться в монографії „Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України”, Том 1, під ред. академіка Гожики П.Ф., оптухівський та плавський горизонти віднесено до верхнього під'ярусу фаменського ярусу. На разі питання під'ярусного розчленування фаменського ярусу верхнього девону залишається дискусійним. На досліджуваній території у розрізі присутні лише лебідянський та плавський горизонти.

Лебідянський горизонт. Верхня соленосна товща (максаківська світа  $D_3mk$ ) представлена перешаруванням вапняків, аргілітів, алевролітів, мергелів, і порівняно потужних

пачок кам'яної солі. Рідше зустрічаються пісковики, гіпс, ангідрит, діабазі. Кам'яна сіль темно-сіра, середньокристалічна, в окремих прошарках безбарвна. Вапняки світло-сірі, дрібно-, тонкозернистої структури, шаруватої текстури. Ангідрито-карбонатні породи темно-сірі, чорні, брекчійовидної текстури. Мікроструктура їх тонко-, дрібнозерниста та кристалічнозерниста. Характерне чергування прошарків дрібно-, мікрозернистого глинистого вапняку, дрібнозернистого ангідриту, дрібно-, тонкозернистої ангідрито-карбонатної породи.

Адамівський (оптухівський) горизонт у складі лебідянсько-нікольських шарів незгідно залягає на соленосній товщі і відповідає адамівській світі (D<sub>3ad</sub>) регіональної шкали. Відклади представлені трьома пачками. Сіроколірна глиниста пачка морського походження складена темноколірними аргілітами з прошарками зелено-темно-сірих туфогенних пісковиків, іноді строкатобарвних теригенних порід або глинистих вапняків. Піщана пачка складена чергуванням строкатобарвних та сіроколірних різнозернистих теригенних порід з уламками ефузивів. Завершується розріз сіроколірною глинистою пачкою.

Плавський (горобцівський) горизонт (тургенєвсько-кудеяровські шари). Відклади горизонту виділяються у видельцівську світу (D<sub>3vd</sub>) і складені строкатобарвними континентальними утвореннями та зелено-сірими ефузивними породами. Перші представлені переважно глинистими різнозернистими, здебільшого аркозовими пісковиками, червоноколірними та зелено-сірими з бурими плямами несорттованими піщано-глинистими породами. Незгідно залягає на адамівській світі, а перекривається трансгресивно нижнім відділом кам'яновугільної системи (на площі досліджень).

Кам'яновугільна система (С). Відклади кам'яновугільної системи залягають на розмитій поверхні верхнього девону і представлені всіма відділами: нижнім, середнім і верхнім.

Нижній відділ (С<sub>1</sub>) складений турнейським, візейським та серпуховським ярусами. Товща утворена перешаруванням уламкових, глинистих та карбонатних порід з поодинокими прошарками вуглистих порід, які представляють широкий спектр морських, перехідних і континентальних фацій.

Турнейський ярус (С<sub>1t</sub>) (мікрофауністичний горизонт (МФГ) XV, продуктивні горизонти (ПГ) Т-1-4)) викрито лише в деяких свердловинах (11, 13, 15, 25) у обсязі верхнього під'ярусу (XV МФГ, ПГ Т-1-2). Відсутність турнейських відкладів у розрізі більшості свердловин Малодівицького родовища пов'язана з впливом передвізейського перериву в осадконакопиченні.

Турнейська товща складена строкатобарвними озалізненими кварцовими пісковиками і каолінітовими аргілітами. Вона є перехідною і має ознаки порід як карбону, так і підстилаючих утворень надсолевого девону. Пісковики та алевроліти сірі з ліловим відтінком, в окремих прошарках світло-сірі, різнозернисті, місцями грубозернисті, гравійні до гравелітів. Склад кластичного матеріалу – польвовшатово-кварцовий. Польові шпати переважно вивітрілі. Цемент карбонатно-глинистий, порового і базально-порового типу. Аргіліти сірі та темно-сірі, подекуди зеленувато-сірі з ліловим відтінком, щільні. З породами турнейського віку на площі родовища продуктивні поклади не пов'язані.

Товщини відкладів турнейського ярусу на Малодівицькому родовищі складають від 15 м до 56 м.

Візейський ярус (С<sub>1v</sub>) (у складі нижнього і верхнього під'ярусів, МФГ XIV-XIII та XII-XI відповідно, ПГ В-26-14) складає основну продуктивну товщу Малодівицького родовища і залягає на розмитій поверхні відкладів турнейського ярусу або девону. Для ранньовізейських відкладів характерна наявність багатой асоціації решток форамініфер, крім того зустрічаються брахіоподи, спікули губок, мшанки та водорості.

Нижній під'ярус (С<sub>1v1</sub>) (МФГ XIV-XIII) літологічно представлений двома пачками.

Нижня (XIV МФГ) – перешарування теригенних та глинистих порід, аналогічних

турнейським, з прошарками вуглистих та сидеритових утворень.

Верхня (XIII МФГ) – глинисто-карбонатні відклади – аналоги нижньовізейської „карбонатної плити”.

Товщина нижньовізейського під'ярусу розкритого свердловинами становить від 73 м до 115 м. Потужність карбонатної пачки складає від 20 м до 30 м.

Верхній під'ярус (C1v<sub>2</sub>) (МФГ XII-а - XI, ПГ В-20-14) представлений паралічною глинисто-теригенною товщею з підлеглими прошарками вапняків та вуглистих утворень. До цих відкладів приурочена більшість продуктивних пластів Малодівицького родовища.

Пісковики сірі і світло-сірі, від грубо- до дрібнозернистих, часто різнозернисті, з частими переходами в алевроліти. Склад переважно кварцовий, з підпорядкованою кількістю польових шпатів. Кластичний матеріал обкатаний та напівобкатаний. Цемент вапнистий, глинистий (гідрослюди́стий та каолінітовий), плівковий, контактово-поровий і базальний. Аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, алевритисті, часто з рослинним детритом. Вапняки сірі і темно-сірі, кристалічні, місцями глинисті, ділянками доломітизовані, щільні, інколи тріщинуваті. На зведеному розрізі наводяться літологічні різновиди порід кожного мікрофауністичного горизонту та характерна фауна.

Вуглеводневі скупчення у верхньовізейському під'ярусі Малодівицького родовища пов'язані з алевритово-піщаними пластами ПГ В-15, В-16, В-17, В-18, В-19. Товщини верхньовізейського під'ярусу на родовищі в непорушеному заляганні складають 193-231 м.

Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>). Відклади серпуховського ярусу представлені суттєво глинистою товщею з прошарками алевролітів і пісковиків, рідше – карбонатних і вуглистих порід. У цілому за літологічними особливостями вони подібні до верхньовізейських утворень. З базальними пісковиками верхнього серпухова (ПГ С-8-9) пов'язані промислові скупчення нафти на родовищі.

Відклади серпуховського ярусу на родовищі часто мають неповну потужність за рахунок випадіння по порушенню, а в разі непорушеного залягання - змінюються за рахунок випадіння з розрізу верхньої частини (в склепінні) внаслідок передсередньокам'яновугільного перериву в осадконакопичення. Товщина осадкових порід в непорушеному заляганні сягає до 112 – 145 м, в неповних розрізах – 14 – 97 м.

Середній відділ (C<sub>2</sub>) представлений теригенно-глинистими та вапняковими породами башкирського та московського ярусів, які є типовими для всього регіону. Розкриті вони всіма свердловинами, котрі були пробурені на родовищі.

Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>). У складі ярусу чітко літологічно виокремлюються два під'яруси – нижній і верхній.

Нижній під'ярус представлений переважно пачкою органогенних та хемогенних вапняків (т. зв. „башкирською плитою”), товщина якої сягає 120 м. Разом з глинистою товщею серпуховського ярусу вона утворює регіональний флюїдоупор, товщина якого у розрізі родовища досягає 300 м. В карбонатних породах знайдено рештки викопної фауни.

У підшвенній частині нижньобашкирського під'ярусу залягає продуктивний горизонт Б-12 представлений пісковиками з вуглеводневим насиченням.

Верхній під'ярус складений перешаруванням темно-сірих вапнякових аргілітів, пісковиків, алевролітів, прошарків доломітизованих вапняків.

Товщина відкладів башкирського ярусу коливається від 248 м до 386 м.

Московський ярус (C<sub>2m</sub>) складений різнозернистими пісковиками і алевролітами, які чергуються з аргілітами. Присутні рідкісні прошарки вуглистих порід. У верхній частині розрізу (світа C<sub>2</sub>) зустрічаються прошарки органогенно- уламкових вапняків.

Товщини московського ярусу коливаються від 174 м до 314 м.

Верхній відділ (C<sub>3</sub>) представлений не розчленованими різнобарвними пісками,

пісковиками, алевролітами і аргілітами, з поодинокими малопотужними прошарками вапняків.

Товщини відкладів складають від 127 м до 215 м.

Пермська система (Р) залягає із виразною стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах карбону. Відклади виділяються в об'ємі ассельського і сакмарського ярусів, до складу яких входять микитівська, слов'янська і краматорська світи.

Микитівська світа складена глинами з доломітами, алевролітами і ангідритами. У відкладах світи знайдені рештки форамініфер.

Слов'янська світа представлена карбонатними породами з прошарками глин і алевролітів. У верхній частині розрізу присутній пласт кам'яної солі товщиною від 10 м до 20 м. Карбонатні породи містять рештки викопної фауни.

Краматорська світа представлена кам'яною сіллю з прошарками доломітів і ангідритів. В основі світи залягають алевроліти і доломіти.

Загальна потужність нижньопермських відкладів на Малодівицькому родовищі становить від 97 м до 141 м.

Залягаючі вище осадові утворення мезозойської та кайнозойської груп (MZ – KZ) представлені чергуванням піщано-глинистих і крейдово-карбонатних порід, які типові для всього регіону. Їх загальна товщина досягає 2000 м.

Мезозойська група (MZ) представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (Т) залягає із виразною стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах пермської системи. У її складі виділяються дронівська та сребрянська світи ранньо- та середньотріасового віку. Відклади представлені перешаруванням червоно- та строкатобарвних різнозернистих алевритово-піщаних та глинистих порід.

Загальна товщина тріасових відкладів на Малодівицькому родовищі становить від 703 м до 749 м.

Юрська система (J). Юрські відклади залягають незгідно на тріасових осадових породах і за віком віднесені до середнього та верхнього відділів.

Середній відділ у складі байоського, батського та келовейського, ярусів представлений сіроколірною глинистою товщею з прошарками піщано-алевритових порід. Потужність відкладів становить від 109 м до 149 м.

Верхній відділ у складі оксфордського та кимериджського ярусів представлений перешаруванням сірих глинистих порід, іноді вапнистих, з фауною, та зелено-сіроколірних піщано-алевритових порід з поганим сортуванням, часто глинистих. Присутні поодинокі прошарки вапняків. Товщина верхньоюрських відкладів коливається від 192 м до 247 м.

Крейдова система (K) залягає із стратиграфічною неузгодженістю на юрських відкладах. У її складі виділяються нижній та верхній відділи.

Нижній відділ представлений нерозчленованими строкатобарвними піскуватими глинами з підлеглими прошарками пісковиків та, рідко, вапнистих порід. Потужність відкладів складає від 114 м до 168 м.

Верхній відділ у складі сеноманського, туронського, коньякського, сантонського та маастріхтського ярусів представлений кварц-глауконітовими глинисто-піщаними (сеноманський ярус), крейдяно-мергельними та крейдяними породами. Товщина верхньокрейдових відкладів складає від 338 м до 399 м.

Загальна потужність крейдових відкладів на Малодівицькому родовищі становить від 485 м до 528 м.

Кайнозойська група (KZ) представлена відкладами палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

Палеогенова система (P) залягає із стратиграфічною неузгодженістю на крейдових відкладах. У її складі виділяються канівська, бучацька серії, київська та обухівська світи еоцену (P<sub>2</sub>). Нижні горизонти складені товщею різнозернистих глауконіт-кварцових, часто

глинистих пісків з підлеглими глинистими прошарками, київський – переважно глинисто-мергельними породами, обухівський – кременистими алевритово-піщаними та глинистими відкладами.

Загальна товщина палеогенових відкладів на Малодівицькому родовищі становить від 174 м до 202 м.

Неогенова система (N ) та четвертинна система (Q) представлені нерозчленованою теригенно-глинистою товщею з товщинами від 33 м до 62 м. За складом порід це суглинки сірувато-жовті, глини червоно-бурі та строкаті, піщанисті, піски строкаті, різнозернисті, білі каоліністі дрібнозернисті.

### **Нафтогазоносність родовища**

Нафтонасичені колектори виявлено у відкладах середнього (башкирський ярус нижній під'ярус) та нижнього відділів кам'яновугільної системи (серпуховський ярус та верхньовізейський під'ярус), де утворюють відповідно 1 (Б-12) та 7 (С-8-9, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20) продуктивних піщано-алевролітових горизонтів. На даний час у розрізі родовища встановлено 17 покладів нафти у наведених горизонтх. Літологічно розріз продуктивної частини нижньокам'яновугільних відкладів представлений чергуванням пластів пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків. Колектори продуктивних горизонтів представлені переважно пісковиками і подекуди крупнозернистими алевролітами.

Нижньобашкирські відклади трансресивно залягають на різних горизонтах серпуховського та візейського ярусів і представлені переважно нормально-морськими карбонатними породами з прошарками алевролітів та аргілітів. Колекторами продуктивного горизонту Б-12 є пісковики, що залягають в підшві так званої „башкирської плити” нижньобашкирського віку. Поклад поширений в склепінній частині Малодівицької структури, має загальну площу понад 3,8 км<sup>2</sup>, а середня товщина колектору складає 2,15 м в нафтоводяній та 4,23 м в нафтовій зонах. Характерним для внутрішньої будови покладу пласта Б-12 є наявність в розрізі малопотужних прошарків колекторів-пісковиків, які перешаровуються з аргілітами та алевролітами. В деяких свердловинах налічується до 4 – 5 таких прошарків із загальною товщиною від 5 м до 8 м і більше, але здебільшого переважає 2 – 3 нафтонасичених інтервали. Слід зазначити, що прошарки пісковиків мають досить значні коливання пористості, що впливає на усереднене значення по покладу в цілому. Чіткої закономірності в зміні товщин та будові продуктивного пласта в центральній та південно-східній частинах покладу не спостерігається. Деяку упорядкованість в зміні товщин можна відмітити в північно-західному напрямку. Теж саме можна сказати й про пористість продуктивного пласта Б-12. Немає чіткої закономірності по площі в зміні колекторів від високопористих до заглинизованих з низькою пористістю. Ймовірно, це пов'язано з накопиченням осадових порід у в прибережно-морських умовах на початку нижньобашкирської трансресії.

Продуктивний горизонт С-8-9 розкритий у відкладах серпуховського ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи. Як зазначалось вище, розріз серпуховського ярусу має не повну потужність і відділяється незгідностями від вище- та нижчезалягаючих стратонів. Колектори продуктивного горизонту С-8-9 представлені прошарками пісковиків, які чергуються у розрізі з алевролітами та аргілітами. Кількість окремих прошарків нафтонасичених пісковиків горизонту С-8-9 коливається переважно від 2 до 4, а їх потужність від 1,0 м до 5,0 м. Загальна товщина коливається від 2,8 м до 9,8 м; в середньому складає близько 4,4 м в нафтовій та 1,8 м в нафтоводяній зонах покладу. Площа поширення нафтонасичених порід складає майже 4,2 км<sup>2</sup> і має як тектонічне обмеження в північно-східній

частині, так і літологічне заміщення колекторів в північно-західному напрямку. Спостерігається деяка закономірність в розподілі товщин на площі. Так в центральній (апикальній) частині товщина нафтонасичених прошарків коливається від 6,8 (свердловина 51) до майже 10 м (свердловина 36, 39, 45, 50) яка на перикліналях зменшується, в середньому, до 3 м. Це зумовлено особливостями будови пласта С-8-9, для якого характерним є досить чітке виокремлення верхнього та нижнього продуктивних прошарків-колекторів, що мають різне поширення по площі. Верхня частина покладу має витримане поширення по площі, в той час як нижня, присутня переважно в центральній частині і заміщується по простяганню більш щільними породами. Пористість пласта С-8-9 має дещо протилежну закономірність: центральна частина характеризується більш заглинизованим колектором, який в напрямку на захід та південний схід стає більш „чистим” і при цьому менш потужним.

Верхньовізейські відклади у розрізі Малодівицького родовища представлені циклічним перешаруванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з тонкими прошарками вапняків. З пісковиками пов'язані нафтові поклади горизонтів В-15 – В-20. Всі продуктивні горизонти у верхньовізейських відкладах складаються з двох покладів: склепінного та блокового, що обумовлено тектонічним фактором. Породи порушені розломом північно-західного простягання і при цьому центральна частина Малодівицької антиклінальної складки скинута по порушенню на 110 – 190 м.

Горизонт В-15 має найбільшу площу поширення (понад 5,2 км<sup>2</sup>), переважно чисті та відносно потужні колектори, представлені, як правило, одним-двома пластами пісковика. В покрівлі горизонту майже повсюдно виділяється реперний шар (R<sub>2</sub>), складений вапняком. Продуктивний горизонт ділиться крутопадаючим розломом північно-західного простягання на дві частини: склепінну (або центральну) та блокову (північно-східну). Склепінний поклад скинутий на 140 м відносно блокового в середній частині Малодівицької антикліналі і на 110 м на перикліналях. Поклад складається з двох прошарків нафтонасичених пісковиків. Їх загальна ефективна товщина коливається від 20 – 23 м (Пд.Сх. та Пн.Зх. перикліналі) до 14 – 20 м (в центрі), але чіткої закономірності в зміні товщин не спостерігається. Виключенням для склепіння є свердловина 36, яка є найближчою до тектонічного порушення і товщина колектору в якій збільшується до 30,6 м, що відповідає товщинам, зафіксованим в блоковій частині продуктивного горизонту В-15. Для північно-східного блока характерним є досить витримані товщини (від 30 м до 35 м) і, як правило, єдиний колектор. Для цієї частини покладу, як і для всіх ранньовізейських продуктивних горизонтів, спостерігається більш круте занурення порід в північно-східному напрямі. Середньозважені товщини для нафтової зони складають 15,9 м та 32,7 м в склепінній та блоці відповідно, для нафтоводяної – 9,2 м та 19,0 м. На разі і пористість колекторів в блоковій частині змінюється більш закономірно, ніж в склепінній. На думку авторів, це пов'язано з більш складною будовою продуктивного горизонту В-15 в центральній (склепінній) частині.

Продуктивний горизонт В-16 представлений двома покладами, які поширені в склепінній та блоковій частині родовища. В склепінній нафтонасичений пласт має літологічне обмеження в південно-західній та частково північно-західній частині, де спостерігається зміна колекторських властивостей і пісковики фаціально заміщуються більш щільними алевроліт-аргілітовими породами (свердловина 39, 46, 53, 37, 24). Нафтонасичений колектор представлений прошарком пісковика, товщина якого коливається в межах від 1,2 м до 5,4 м, а найбільш характерною є товщина близько 2 м. Спостерігається незначне зростання товщини колектора в південно-східному напрямку, але слід зауважити, що товщина продуктивного горизонту не витримана по простяганню. Це обумовлено його високою заглинизованістю і доволі різкими змінами колекторських властивостей, що впливає на ефективну товщину покладу. Продуктивний колектор блокової частини тектонічно обмежений і в південно-східній частині також має літологічне заміщення ущільненими породами (свердловина 30, 29).

Товщина продуктивного пласта не витримана по площі, спостерігаються ділянки як збільшення (свердловина 34, 31) так і зменшення (свердловина 27, 33) товщин. В той же час пористість колектору блокової частини продуктивного горизонту В-16 непогано витримана і має тенденцію знижуватися в південно-східному напрямку. Середня товщина покладу в нафтовій зоні 7,5 м, в нафтоводяній – 5,2 м.

Продуктивний горизонт В-17 представлений чотирма нафтовими покладами: В-17в та В-17н в склепінній та блоковій частинах родовища. Ці поклади роз'єднані як тектонічним порушенням так і положенням в розрізі. В склепінній частині родовища верхній поклад горизонту представлений як правило одним-двома прошарками нафтонасичених колекторів-пісковиків, загальна товщина яких коливається в межах від 1,2 м до 11,0 м, в середньому близько 4 м. Товщина продуктивних прошарків не витримана по простяганню, в центральній частині склепіння (свердловина 50) спостерігається різке зростання потужності колектору до 11 м. Поклад має незначне літологічне обмеження в південній частині, площа поширення близько 0,5 км<sup>2</sup>. Нижній (В-17н) поклад також складений як правило двома прошарками продуктивних пісковиків, які залягають нижче у розрізі і перешаровуються з аргілітами та алевролітами. Їх загальна потужність коливається від 3,8 м до 24,6 м, не витримана по площі поширення, але відмічається тенденція збільшення загальної товщини колекторів з північного заходу на південний схід з максимальною потужністю в склепінній частині (свердловина 40, 50), де розрізнені тонкі прошарки пісковиків зливаються в єдиний потужний колектор. Поклад не має літологічних обмежень, а площа його поширення складає 0,85 км<sup>2</sup>.

В північно-східному блоці зберігається тенденція у будові верхнього та нижнього покладів горизонту В-17. Колектори верхнього покладу мають меншу товщину, складені як правило двома, іноді одним прошарками пісковика, характеризуються не витриманістю товщини по простяганню, заміщенням більш ущільненими породами одного з прошарків. В середньому товщина продуктивного пласта складає близько 3,5 м. Нижній поклад, як і в склепінній частині, складений переважно єдиним, більш потужним, колектором-пісковиком, товщини якого коливаються в межах від 3,2 м до 21,2 м. Відмічається тенденція збільшення ефективної товщини покладу від периклінальних частин до апікальної (свердловина 47, 12, 28), при цьому спостерігається доволі різке збільшення потужності колекторів. Також слід відмітити і збільшення товщин покладу від розлому в північно-східному напрямку (більш занурена частина крила). Поклади горизонту В-17 в блоковій частині мають тектонічне екранування. Площа поширення складає 0,89 км<sup>2</sup> та 0,7 км<sup>2</sup> для верхнього та нижнього покладів відповідно.

Поклади (склепінний та блоковий) продуктивного горизонту В-18 мають будову, подібну пласту В-17в. В склепінній частині, продуктивний пласт складається переважно з двох прошарків пісковиків, між якими залягають більш ущільнені породи (алевроліти, аргіліти). Загальна товщина їх в продуктивній частині змінюється від 3,4 м до 9 м. Найбільш характерною є 4,5 м. З огляду на профільні побудови для товщин склепінного покладу не спостерігається чітких закономірностей зміни в повздовжньому напрямку, в той час як в поперечному – простежується деяка витриманість. Для блокової частини характерно більш простіша будова покладу. Як правило, це один прошарок колектора пісковика, зрідка два, більш витримана товщина і поступова її зміна. Збільшення ефективних товщин покладу відзначається в свердловині 44 (21 м) та 49 (16,6 м); поступове зменшення спостерігається в північно-західному та південно-східному напрямках. Коливання товщин продуктивного колектора варіює від 2,8 м до 21 м, і в середньому складає близько 4,5 м. Поклад в блоці тектонічно екранований. Характерною рисою в будові продуктивного горизонту В-18 є наявність в його покрівлі прошарку вапняка, який майже повсюдно виділяється за даними інтерпретації ГДС. Це дозволило авторам побудувати структурну карту по підшві цього реперного шара (R<sub>3</sub>), та більш однозначно виконати кореляцію продуктивних горизонтів

верхньовізейського віку.

Продуктивний горизонт В-19 представлений чотирма нафтовими покладами: В-19в та В-19н в склепінній та блоковій частинах родовища. Ці поклади роз'єднані як тектонічним порушенням так і положенням в розрізі. В склепінній частині родовища як верхній, так і нижній поклади горизонту, представлені як правило одним-двома прошарками нафтонасичених колекторів-пісковиків, загальна товщина яких коливається в межах 1,2 – 2,8 м, в середньому близько 2 м та 1,2 – 3,8 м (середнє близько 3,6 м) відповідно. Для колектора покладу В-19в спостерігається закономірне зменшення загальних товщин з північного-заходу на південний схід, а в геологічній будові відмічається виклинювання нижнього прошарку колектору в тому ж напрямку (між свердловинами 40 та 23). Для колектору покладу В-19н такої закономірності не спостерігається, відмічається лише збільшення загальних товщин в районі свердловин 45 та 23 до майже 14 м. Площа поширення нафтових покладів в склепінні незначна (близько 0,2 км<sup>2</sup>) порівняно з блоковою частиною.

Поклади горизонту В-19 північно-східного блоку є тектонічно екрановані. Для верхньої частини продуктивного горизонту характерним є колектор, що складається з двох, зрідка одного прошарку пісковика, загальна товщина якого змінюється від 3,6 м до 12,8 м. Спостерігається тенденція зменшення товщини колектора, безумовно з коливаннями, з північного заходу на південний схід (аналогічно зі склепінним покладом). Середня товщина в продуктивній частині складає близько 6,5 – 7,0 м. Нижній поклад горизонту В-19 представлений здебільшого одним прошарком-колектором, дуже рідко двома. Загальна товщина колектора менша, ніж у верхньому покладі, і коливається від 2,2 до 10,2 м, а найбільш характерна для продуктивної частини – близько 6 м. Чітко вираженої закономірності у зміні товщини покладу не спостерігається. Площа нафтових покладів складає 0,44 км<sup>2</sup> та 0,2 км<sup>2</sup>.

З горизонтом В-20 пов'язаний лише один (блоковий) нафтовий поклад, оскільки одновікові колектори в склепінній частині заводнені. Поклад частково тектонічно екранований (в південно-східній частині спостерігається гідродинамічний зв'язок зі склепінним покладом горизонту В-15). В геологічному розрізі колектор покладу складається з одного, двох або навіть трьох прошарків пісковиків, які за своїми колекторськими показниками дуже близькі до продуктивних пісковиків горизонту В-15, і також мають найбільші загальні товщини порівняно з іншими пластами. Загальна товщина пласта (в повних розрізах) коливається в межах від 10 м до 38 м. Закономірностей зміни товщин не виявлено. Продуктивний пласт В-20 завершує в розрізі верхньовізейських відкладів Малодівицького родовища нафтові поклади, що підлягали повторній геолого-економічній оцінці.

### 5.3.2 Вплив проектованої діяльності на геологічне середовище

У геологічній будові Малодівицького родовища, яке розташоване в південній прибортовій зоні північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) беруть участь осадові утворення палеозою, мезозою та кайнозою.

Літологічний розріз представлений, в основному, піщано-глинистими породами, в меншій мірі – карбонатними утвореннями.

Оскільки розповсюдження можливого забруднення навколишнього природного середовища пов'язане, в основному, з верхньою частиною геологічного розрізу, більш детально розглядаються саме ці стратиграфічні відклади.

Кайнозойська група (KZ) представлена відкладами палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

Палеогенова система (P) залягає із стратиграфічною неузгодженістю на крейдових відкладах. У її складі виділяються канівська, бучацька серії, київська та обухівська світи

еоцену (P<sub>2</sub>). Нижні горизонти складені товщею різнозернистих глауконіт-кварцових, часто глинистих пісків з підлеглими глинистими прошарками, київський – переважно глинисто-мергельними породами, обухівський – кременистими алевритово-піщаними та глинистими відкладами.

Загальна товщина палеогенових відкладів на Малодівицькому родовищі становить від 174 м до 202 м.

Неогенова система (N) та четвертинна система (Q) представлені нерозчленованою теригенно-глинистою товщею з товщинами від 33 м до 62 м. За складом порід це суглинки сірувато-жовті, глини червоно-бурі та строкаті, піщанисті, піски строкаті, різнозернисті, білі каолінисті дрібнозернисті.

Тріасова система (T) мезозою залягає із виразною стратиграфічною неузгодженістю на підстилаючих породах пермської системи. У її складі виділяються дронівська та сребрянська світи ранньо- та середньотріасового віку. Відклади представлені перешаруванням червоно- та строкатобарвних різнозернистих алевритово-піщаних та глинистих порід.

Загальна товщина тріасових відкладів на Малодівицькому родовищі становить від 703 м до 749 м.

Нафтонасичені колектори виявлено у відкладах середнього (башкирський ярус нижній під'ярус) та нижнього відділів кам'яновугільної системи (серпуховський ярус та верхньовізейський під'ярус), де утворюють відповідно 1 (Б-12) та 7 (С-8-9, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20) продуктивних піщано-алевролітових горизонтів. На даний час у розрізі родовища встановлено 17 покладів нафти у наведених горизонтах. Літологічно розріз продуктивної частини нижньокам'яновугільних відкладів представлений чергуванням пластів пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків. Колектори продуктивних горизонтів представлені переважно пісковиками і подекуди крупнозернистими алевролітами.

У межах Малодівицького родовища за весь період пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт пробурено 50 свердловин.

Основний вплив на геологічне середовище в межах Малодівицького родовища відбувся у результаті механічного порушення цілісності гірських порід (їх руйнування і виніс на земну поверхню) при бурінні свердловин різного призначення. Крім механічного порушення, певний негативний вплив на надра у процесі розвідки та експлуатації родовища відбувався внаслідок фільтрації бурового розчину в гірські породи при бурінні свердловин, що призвело до деякої зміни їх фільтраційно-ємнісних параметрів та часткової зміни якісного стану підземних вод у пристовбурній зоні свердловин.

У процесі повернення СПВ в пласт-колектор вплив забруднюючих речовин (ЗР) на геологічне середовище можливий у випадку:

- руйнування різьбових з'єднань і тіла обсадних труб поглинальних свердловин;
- руйнування цементного кільця облаштованого між гірськими породами і обсадною трубою поглинальних свердловин.

Наслідком проникнення супутньо-пластових вод у гірські породи може бути:

- зміна хімічного складу вод водоносних горизонтів та фізико-механічних властивостей гірських порід, які залягають вище від тріасового пласта-колектора чи у пристовбурній зоні свердловин в місці витоку СПВ;

- зміна хімічного складу вод водоносних горизонтів та фізико-механічних властивостей гірських порід нижчих від тріасового пласта горизонтів гірських порід при перетоках пластових флюїдів по заколонному простору свердловин.

Причини виникнення вище перелічених руйнувань повністю усуваються якісним технічним контролем трубної продукції (дефектоскопія) і тампонажного цементу та дотриманням технологічного регламенту будівництва свердловин.

Для запобігання шкідливого впливу при поверненні СПВ на геологічне середовище

передбачаються наступні заходи:

- проведення повернення СПВ згідно з вимогами технологічного регламенту для даного процесу;
- використання поглинальних свердловин з герметичною обсадною колоною та цементним кільцем;
- встановлення цементного моста нижче від інтервалу перфорації колони в зоні залягання пласта-колектора.
- робочі тиски на пласт-колектор при поверненні СПВ повинні забезпечувати збереження його скелету і не допускати гідророзриву пласта-колектора і водоупорів у покрівлі та підшві.

## 5.4 Водне середовище

### 5.4.1 Вплив проекрованої діяльності на водне середовище

Територія Малодівицького родовища приурочена до Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. В гідрогеологічній будові беруть участь водоносні горизонти, пов'язані з відкладами кайнозойської, мезозойської та палеозойської ер.

#### Підземні води

У розрізі родовища виділяються наступні водоносні комплекси: кайнозойський і крейдовий, середньоюрський, тріасовий, верхньокам'яно-вугільний і нижньопермський, середньо- та нижньокам'яновугільний.

За гідродинамічними і геохімічними особливостями в геологічному розрізі родовища чітко виділяються чотири гідрогеологічні зони, які є типовими для більшості родовищ вуглеводнів Дніпровсько-Донецької западини:

- зона активного водообміну;
- зона повільного водообміну;
- зона утрудненого водообміну;
- зона відсутності латерального руху вод.

Всі зони між собою розділені потужними товщами аргілітів та алевролітів, які являються водотривами і визначають відповідну гідрогеологічну обстановку для накопичення і збереження покладів вуглеводнів.

Геологічна будова території, її геоструктурні і геоморфологічні особливості, а також кліматичні умови, сприяють накопиченню підземних вод, поповнення яких здійснюється за рахунок інфільтрації атмосферних опадів. Розвантаження вод перших від поверхні водоносних горизонтів здійснюється у долинах річок і балок.

Верхня зона активного водообміну, яка включає водоносні комплекси кайнозою і сеноман-нижньокрейдівих відкладів мезозою прослідковується до глибини 716-748 м, до верхньоюрських глин. У верхній частині зони активного водообміну (до глибини 300 м) у неоген-четвертинних та палеогенових відкладах містяться прісні води гідрокарбонатні і кальцієво-натрієвого типу з мінералізацією до 1 г/дм<sup>3</sup>. Водоносний комплекс неоген-четвертинни та палеогенових відкладів є основним джерелом водопостачання для населення та промисловості.

Нижня частина зони активного водообміну включає в себе водоносний горизонт крейдових відкладів, який приурочений до товщі піщаних порід потужністю до 150 м. Води прісні та слабо солонуваті з мінералізацією 0,5 – 3,0 г/дм<sup>3</sup>, гідрокарбонатно-натрієві, натрієво-кальцієві, інколи з підвищеним вмістом заліза.

До зони повільного водообміну, яка в районі Малодівицького родовища залягає в інтервалі глибин 1060 – 1840 м, відносяться водоносні комплекси середньої юри та нижнього тріасу. Від зони активного водообміну її відділяє потужна (150 – 200 м) товща глинисто-вапнякових порід верхньої юри. Води водоносного горизонту середньої юри солонуваті, з мінералізацією до 10 г/дм<sup>3</sup>, гідрокарбонатні кальцієво-натрові. Нижньотріасовий водоносний комплекс пов'язаний з потужною (до 200 м) товщею пісковиків з прошарками гравелітів, води хлоридні, кальцієво-натрієві з мінералізацією 108 – 125 г/дм<sup>3</sup>.

Зона утрудненого водообміну та зона відсутності латерального руху вод включають відклади нижньої пермі, верхнього, середнього і нижнього карбону і залягають в інтервалі глибин 1904-2823 У цій зоні розвинуті високомінералізовані (від 140 до 302 г/дм<sup>3</sup>), метаморфізовані, малосульфатні розсоли хлоркальцієвого типу. В розсолах цих двох зон встановлено підвищені концентрації мікрокомпонентів – йоду (4,8 – 12,9 мг/дм<sup>3</sup>), бору (7,9 – 50,1 мг/дм<sup>3</sup>) та бромю (141,2 – 423,6 мг/дм<sup>3</sup>).

Для оцінки стану довкілля в районі родовища визначальними є характеристики якісного стану підземних вод перших від поверхні водоносних горизонтів. У Яготинському гідрогеологічному підрайоні в межах верхньої частини зони активного водообміну (четвертинні, неогенові та палеогенові відклади) виділяються наступні водоносні горизонти і комплекси:

- у сучасних алювіальних відкладах;
- у нерозчленованих нижньо-, середньо- та верхньочетвертинних еолово-делювіальних відкладах;
- у відкладах полтавської світи;
- у відкладах харківської і берекської світ.

**Підземні води у сучасних алювіальних відкладах** поширені у заплавах річок і днищах балок. Водовмісні породи представлені різнозернистими, переважно дрібнозернистими, часто глинистими пісками, мулистими супісками й суглинками. Покрівлею алювіальних відкладів служить ґрунтово-рослинний покрив, підошвою у долинах річок і балок- середньо- і верхньочетвертинні відклади. Глибина залягання водоносного горизонту не перевищує 1,5 – 5 м. Потужність алювіальної товщі у середньому коливається від 1 – 2 м до 5 – 6 м. За хімічним складом води гідрокарбонатні кальцієво-магнієві і натрієво-магнієві, гідрокарбонатно-сульфатні натрієво-магнієві і гідрокарбонатно-хлоридні натрієві з мінералізацією від 0,4 г/дм<sup>3</sup> до 2,2 г/дм<sup>3</sup>. Загальна жорсткість у середньому становить 2,3 – 12,4 мг-екв, рН 6,8 – 7,7.

Ґрунтові води у нижньо-, верхньочетвертинних еолово-делювіальних відкладах мають широке поширення в районі.

Водовмісні породи представлені бурими, червоно-бурими лесовидними суглинками з прошарками піску. Водовмісні відклади залягають на пліоцен- верхньочетвертинних червоно-бурих і строкатих глинах. Водозбагаченою є нижня частина лесової товщі потужністю до 5 м. Глибина залягання рівня вод від 5 – 7 м до 10 – 17 м. У місцях, де цей водоносний горизонт дренується сучасною ерозійною мережею, спостерігаються виходи джерел, витрати яких не перевищують 0,2 дм<sup>3</sup>/с (переважно 0,05 дм<sup>3</sup>/с). За хімічним складом переважають гідрокарбонатні кальцієві-магнієві сульфатно-гідрокарбонатні натрієві води з мінералізацією 0,6- 1,1 г/дм<sup>3</sup>. Загальна жорсткість води змінюється у межах 6 – 13 мг-екв, рН 6,0 – 8,3.

Завдяки неглибокому заляганням і переважно задовільній якості води водоносний горизонт у еолово-делювіальних відкладах в районі родовища широко використовується населенням у сільській місцевості для господарсько- побутових потреб. Водоносний комплекс широко використовується за допомогою шахтних колодязів і неглибоких свердловин - колонок.

**Підземні води у відкладах полтавської світи нижнього неогену** приурочені до дрібнозернистих пісків з прошарками глин. Води прозорі, без кольору і запаху з температурою 7,6 – 10 °С. За хімічним складом переважно гідрокарбонатні кальцієво-натрієві, кальцієво-магнієві з мінералізацією 0,5 – 0,6 г/дм<sup>3</sup>. Загальна жорсткість води становить

6,5 – 8,0 мг-екв, рН 7,1 – 7,4. Порівняно висока водозбагаченість полтавського водоносного горизонту, добра якість води і неглибоке залягання дають змогу широко використовувати його як основний водоносний горизонт для централізованого водопостачання.

**Підземні води у відкладах харківської і берекської світ середнього палеогену.** Водовмісними породами є кварцово-глауконітові-, дрібно- і середньозернисті піски, з різним ступенем глинистості, у нижній частині розрізу – пісковики з прошарками глин і алевролітів. Загальна потужність комплексу становить від 25 до 95 м. Водоносний горизонт гідравлічно пов'язаний з вищезалягаючими водоносними горизонтами

За хімічним складом переважають води гідрокарбонатні кальцієво-натрієві і кальцієво-магнієві та гідрокарбонатно-сульфатні натрієво-кальцієві з мінералізацією до 1 г/дм<sup>3</sup>. Жорсткість води коливається від 2,6 до 9,7 мг-екв, рН 6,8 – 7,6.

Завдяки значній водозбагаченості, добрій якості води і неглибокому залягання водоносний комплекс широко експлуатується місцевим населенням за допомогою шахтних колодязів і свердловин.

### **Поверхневі води**

Район розташування Малодівицького родовища за гідрологічним районуванням належить до Сульсько-Ворсклинської підобласті Лівобережної Дніпровської області достатньої водності.

У гідрографічному відношенні територія родовища характеризується наявністю річки Удай та її правої притоки р. Галка. Територія родовища розташована на вододілі цих двох річок на відстані 1 км на захід від місця їх злиття.

Довжина річки Удай – 327 км, площа басейну водозбору – 7030 км<sup>2</sup>. Долина трапецієподібна, терасована, завширшки 2,5 – 3 км (до 4 – 6 км),

Заплава двобічна, заболочена, на окремих ділянках осушена; переважна ширина 0,4 – 0,5 км; є стариці. Річище звивисте, завширшки 15 – 20 м (у верхній течії), завглибшки 0,3 – 1,5. Похил річки 0,2 м/км. Живлення мішане, з переважанням снігового. Замерзає наприкінці листопада - на початку грудня, скресає у другій половині березня. За даними верхнього гідрологічного поста в м. Прилуки (19 км нижче по течії від родовища) середня багаторічна витрата води р. Удаю становить 4,3 м<sup>3</sup>/с. Мінералізація води у річці протягом року змінюється і середні багаторічні показники становлять: у весняну повінь – 729 мг/дм<sup>3</sup>; у літньо-осінню межень – 807 мг/дм<sup>3</sup>; в зимову межень – 853 мг/дм<sup>3</sup>.

Заплава Удаю заболочена, зайнята чагарниками, лучною рослинністю.

Русло річки меандрує, утворюючи багаточисельні озера-стариці, заплавна частина сильно заболочена.

Річка Галка має довжину 30 км і площу водозбору 235 км<sup>2</sup>. Її заплава частково заболочена, русло за декілька кілометрів до впадіння в Удай зарегульоване в канал.

Живлення річок здійснюється як за рахунок атмосферних опадів, так і за рахунок підтоку підземних вод, особливо у посушливі періоди року.

Коефіцієнт щільності річкової мережі району становить 0,25 км/км<sup>2</sup>.

За річним розподілом стоку для даної території характерне весняне водопілля, стійка літня межень, яка порушується зливовими і дощовими паводками, невеликим підвищенням рівня річок восени і низькою водністю взимку. Початок весняного водопілля відноситься до першої половини березня. Закінчується воно у першій декаді травня. Значення рівнів підйому води становлять від 1 до 3 м. Літньо-осіння межень триває з травня по жовтень- листопад. Замерзають річки наприкінці листопада - на початку грудня, скресають до кінця березня.

Характер хімічного складу річкових вод Лісостепового лівобережного придніпровського типу водозборів зумовлюється вираженим содовим засоленням ґрунтового покриву. Значне поширення ґрунтів солонцюватого типу і наявність содових солончаків у долинах річок Удай та Галка зумовлює дещо підвищену мінералізацію вод і підвищений вміст у них іонів  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ , та  $\text{K}^+$ . В межень величини мінералізації досягають 813,3 – 892,2 мг/дм<sup>3</sup>, зменшуючись у період високої весняної повені до 718,0 – 741,0 мг/дм<sup>3</sup>. Річкові води належать до гідрокарбонатного класу групи магній-кальцієвих або натрій-кальцієвих.

В літньо-осінній посушливий період у живленні річок зростає доля підземних вод.

За даними середньорічних гідрохімічних показників води р. Удай відносяться до гідрокарбонатно-сульфатного кальцієво-натрієвого або гідрокарбонатно-сульфатного натрієво-кальцієвого типу.

Протягом 2024 року на території Малодівицького родовища було проведено повний комплекс моніторингових досліджень з визначення показників забруднюючих речовин у поверхневих та підземних водах.

За даними Звіту з проведення післяпроектного моніторингу на Малодівицькому родовищі за 2024 рік, з метою організації спостережень за станом підземних вод на родовищі проби відбираються із спостережних свердловин та шахтних колодязів місцевого населення, які використовуються для децентралізованого водопостачання.

Контроль якості поверхневих вод в межах родовища:

Вода в пункті 312201 (артезіанська свердловина 5) – протягом року середній вміст іонів хлору в воді становить до 35,0 мг/дм<sup>3</sup>. За водневим показником, який в середньому за рік становить 7,9 од. рН, вода слабо лужна. Середня річна мінералізація становить 796,0 мг/дм<sup>3</sup>. Нафтопродукти в воді не виявлені. Вміст інших контрольованих показників в воді в межах норми.

Загальний стан підземних вод досліджуваного водоносного горизонту обумовлений природними чинниками. Вода задовільної якості. Вплив на підземні води, зумовлений виробничою діяльністю, відсутній.

Вода в пункті 312301 (криниця, селище М. Дівиця, вул. Коцюбинського, 28) – середній вміст іонів хлору в воді становить 145,5 мг/дм<sup>3</sup>. За водневим показником, який становить 7,35 од. рН вода слабо лужна. Мінералізація в середньому становить 968,5 мг/дм<sup>3</sup>. Нафтопродукти в воді не виявлені.

Вода в пункті 312302 (криниця, селище М. Дівиця, вул. Вишнева, 37) - середній вміст іонів хлору в воді становить 23,0 мг/дм<sup>3</sup>. За водневим показником, який становить 7,6 од. рН, вода слабо лужна. Середня мінералізація становить 894 мг/дм<sup>3</sup>. Нафтопродукти в воді не виявлені.

Вода, проби якої відібрано з криниць в селище М. Дівиця, дуже тверда (жорсткість понад 9,0 ммоль/дм<sup>3</sup>), що спричинено високим природним вмістом солей кальцію і магнію в породі водоносного горизонту.

Вміст решти контрольованих показників в межах норми.

Загальний стан підземних вод досліджуваного водоносного горизонту обумовлений природними чинниками. Негативний вплив на води підземні, зумовлений виробничою діяльністю підприємства, відсутній.

При взаємодії СПВ з пластовими водами й породами поглинаючого тріасового пласта-колектора не будуть створюватися умови для випадання гіпсу й інших нерозчинних осадів – суміші вод є сумісними. Повернення СПВ також не спричинить набрякання мінералів у глинистих прошарках та глинистому цементі межзернового простору пісковиків і не буде впливати на зниження проникності породи і приймальності поглинальних

свердловин. Відповідно до п. 5.3 СОУ 09.1-00135390-150:2017 „Вода для заводнення нафтових покладів і повернення в підземні горизонти”, допустимий вміст механічних домішок у СПВ оцінено у 50 г/м<sup>3</sup>.

На основі аналізу експлуатації родовища, фактичних та прогнозних показників розробки, особливо об'ємів видобутої води, визначено необхідну кількість поглинальних свердловин. Оптимально є три свердловини та четверта свердловина резервна для повернення СПВ у підземні горизонти, які зможуть сумарно забезпечити близько 700 м<sup>3</sup>/д поглинання СПВ.

Суттєвого впливу на водне середовище при здійсненні планованої діяльності не очікується.

Водний кодекс України визначає супутньо-пластову воду, як воду, що піднімається на поверхню разом з нафтою, конденсатом і газом під час їх видобування.

Супутньо-пластові води є складним природним розчином, який складається з пластових вод водонасиченої частини продуктивного горизонту, конденсаційних вод, а також контурних і підшовних пластових вод.

Відповідно до статті 75 „Водного кодексу України”, „повернення супутньо-пластових вод здійснюється відповідно до Технологічних проектів, які погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища і центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення”.

Повернення супутньо-пластових вод у надра необхідно розглядати як відновлення природного середовища геологічного об'єкта. Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження. Такий захід повинен мати пріоритетне значення, а його реалізація не повинна суперечити діючим нормативам, а навпаки має бути привабливою для додаткових інвестицій, кредитів та податкових пільг. Саме це передбачено законом України „Про охорону навколишнього природного середовища” ст. 48 щодо стимулювання підприємств при впровадженні ними сучасних природоохоронних чи ресурсозберігаючих технологій.

#### **Заходи щодо зменшення впливу на водне середовище**

У процесі повернення СПВ необхідно забезпечити захист поверхневих та підземних вод від забруднення, а саме від:

- забруднення високомінералізованими пластовими водами;
- перетоків глибинних пластових флюїдів у водоносні горизонти при порушення цілісності колони та цементного кільця на поглинальних свердловинах.

З метою запобігання та зменшення негативного впливу на поверхневі та підземні водні об'єкти при облаштуванні поглинальних свердловин передбачено наступні заходи:

- обвалування й гідроізоляція технологічних площадок (асфальтування, бетонування) кущової насосної станції, збір зливових і промислових стоків з їх території;
- забезпечення герметичності усього устаткування;
- забезпечення корозійної стійкості трубопроводів та іншої металевої арматури;
- обладнання гирла свердловини колонною головкою і фонтанною арматурою;
- з метою запобігання міграції підземних вод і пластових флюїдів усі обсадні колони цементуються з підняттям тампонажного розчину до гирла.

#### **5.4.2 Водоспоживання та водовідведення**

Водопостачання для задоволення виробничих та господарсько-побутових потреб при веденні планової діяльності на Малодівіцькому родовищі здійснюється на підставі дозволу на спеціальне водокористування № [REDACTED] від 06.11.2020р., виданого Державним агентством водних ресурсів України, з термін дії до 06.11.2028р.

Свердловина № 5 пробурена у 1987 році на території ГЗСУ, її глибина становить 110 м. Позатрубний простір зацементований до гирла свердловини. Устя свердловини герметичне.

Забір води з свердловини № 5 підприємство здійснює на основі Дозволу на спеціальне водокористування [REDACTED] від 06.11.20203., виданого Державним агентством водних ресурсів України, з термін дії до 06.11.2028р. Для забезпечення господарсько-питних та технологічних потреб ГЗСУ „Мала Дівиця” використовується вода з власної артезіанської свердловини № 5, розташованої на території проммайданчика ГЗСУ.

Фактичне водоспоживання на Малодівицькому родовищі у 2024 році склала 322,00 м<sup>3</sup>.

У зв'язку із реалізацією планованої діяльності із повернення СПВ обсяги водоспоживання і водовідведення не зростуть і здійснюються на підставі дозволу на спеціальне водокористування № [REDACTED] від 06.11.20203., виданого Державним агентством водних ресурсів України, з термін дії до 06.11.2028р.

У відповідності з геологічною будовою, гідрогеологічними умовами, вимогами ДБН В.2.5-74:2013, для захисту водозабірних свердловин і водоносного горизонту організована зона санітарної охорони (ЗСО) навколо свердловин, яка складається з першого, другого і третього поясів.

## 5.5 Ґрунти

Так як район належить до фізико-географічної зони Лісостепу, тут переважають типові чорноземи, глибокі малогумусні та вилужені середньогумусні чорноземи.

За даними агрохімічного паспорту Чернігівської філії ДУ „Держґрунтоохорона” на даній земельній ділянці залягають чорноземи типові малогумусні та чорноземи сильнореградовані, за механічним складом – середньосуглинкові (агровиробнича група 53д). Глибина гумусного горизонту 40 см. Вміст гумусу у ґрунті 3,95%.

Агрохімічна оцінка ґрунтів області є однією із найвищих в Україні та становить в середньому 51 бал (на даній земельній ділянці – 48 балів). Родючість ґрунтів області за вказаною шкалою порівняно з іншими регіонами України є вище середньої.

Тривале використання у сільськогосподарському виробництві ґрунтового покриву Чернігівської області істотно впливає на вміст гумусу та його якісний склад. Саме гумусу належить особлива роль, що визначає ґрунтову родючість і відрізняє ґрунти від ґрунтотворних порід. Тому моніторинг є дуже важливим засобом контролю його стану.

На Малодівицькому родовищі з метою визначення впливу об'єктів виробничої діяльності НГВУ „Чернігівнафтогаз” на стан ґрунтового покриву у визначених точках спостережень були відібрані зразки ґрунтового покриву. Дослідження відібраних проб проводились лабораторією Служби охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”.

Аналіз визначених проб проводився за такими основними показниками: рН водної витяжки, вміст карбонатів, бікарбонатів, хлоридів, кальцію, магнію, калію, натрію, сульфатів, токсичних солей, азоту лужногідролізованого, загального заліза, вуглецю органічної речовини, гумусу, рухомого фосфору, щільний залишок, вміст нафтопродуктів. Результати лабораторних досліджень проб ґрунтів за 2024 рік наведено в таблиці 3.3.

Порівняльний аналіз отриманих даних показав, що в цілому величина показників в усіх обстежених ґрунтах, являється характерною для даного типу ґрунтів і відповідає нормативним величинам.

Одним із видів впливу на навколишнє середовище є відведені земельні ділянки у довгострокове користування для обслуговування поглинальних свердловин (0,36 га під кожною свердловину), технологічних об'єктів системи повернення СПВ.

У процесі повернення СПВ у підземні горизонти можливе засолення ґрунтів мінералізованими водами у випадку аварійних витоків з водопроводів системи повернення СПВ, особливо у понижених ділянках рельєфу.

Форма і розміри первинного ореола забруднення ґрунтів на поверхні багато в чому залежить від рельєфу ділянки, де відбувся витік. На рівних ділянках ореол має вигляд витягнутого по лінії траншеї еліпса. У межах трансаккумулятивних ландшафтів ореол має більш складну форму, успадковуючи особливості рельєфу й простягається у вигляді шлейфа вниз по схилу або у вигляді лінійних зон уздовж по балках. Площа таких ореолів залежить від обсягу СПВ, що витекли з водопроводу.

Первинний ореол засолення під впливом атмосферних вод істотно змінюється, трансформується не тільки форма, але й ступінь засолення ґрунтів.

Для Малодівицького родовища характерний водний режим непромивного типу. Атмосферна волога промочує ґрунт лише на певну глибину і накопичується в сорбційно-завислій формі. Промочування досягає найбільшої глибини в травні, що у різні роки коливається від 2,5 до 4,5 м. Починаючи з кінця травня за рахунок випаровування та десукції відбувається висушування ґрунту. До вересня-жовтня ґрунт висушується на всю глибину, після чого знову починається його поступове промочування.

Десукція викликає переміщення завислої вологи в напрямку до поверхні. Цей процес забезпечує перенесення солей у приповерхневі шари. Одночасно, за рахунок атмосферних опадів, первинний ореол засолення розширюється. У реальних умовах процеси самоочищення ґрунтів досить складні. Для техногенно засолених ґрунтів строк їх відновлення до природних вихідних показників складає 7 – 10 років від моменту забруднення.

З метою попередження попадання забруднюючих речовин в ґрунт при проведенні інтенсифікації приймальності поглинальних свердловин кислотні обробки, інші методи інтенсифікації) використовується спеціальна техніка.

Вся спеціальна техніка обв'язується з гирлом свердловини і ємностями герметизованими трубопроводами. Операції при проведенні кислотних ванн і обробок проводяться по замкнутому циклу. Перед початком робіт вся система обв'язки підлягає випробуванню на герметичність. Водний розчин соляної кислоти постачається на свердловини в готовому вигляді.

З метою попередження поривів трубопроводів, свердловинної арматури та запобігання можливих втрат ґрунтів через забруднення мінералізованими супутньо-пластовими водами, необхідно передбачити наступні заходи:

- розробляється план з ліквідації аварійних розливів пластових флюїдів;
- застосування ефективних засобів захисту труб від корозії;
- застосування корозійно-стійких труб;
- своєчасна ліквідація поривів трубопроводів у разі можливих розливів СПВ;
- періодичний контроль стану колон поглинальних свердловин;
- ремонтні роботи на свердловинах та трубопроводах проводити у межах відведеної земельної ділянки;
- рекультивация земель, засолених супутньо-пластовими водами.

## **5.6 Оцінка ризику впливу планованої діяльності через можливість виникнення надзвичайних ситуацій**

У процесі повернення супутньо-пластових вод у поглинаючий пласт-колектор ймовірні наступні аварійні ситуації: розриви шлейфів поглинальних свердловин, порушення герметичності експлуатаційних колон, вихід з ладу поглинальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури. Аварії можуть відбутися в результаті корозійного впливу на них пластових вод, а також механічного пошкодження або при порушенні технології повернення.

### Міжпластові перетоки і витіки СПВ через нещільності колон поглинальних свердловин

Характер аварій у поглинальних свердловинах визначається, в основному, технічним станом експлуатаційних колон, що залежить від тривалості експлуатації цих свердловин, ступенем інгібіторного захисту, своєчасним контролем і виявленням місця розгерметизації колони і якістю виконання ізоляційних робіт.

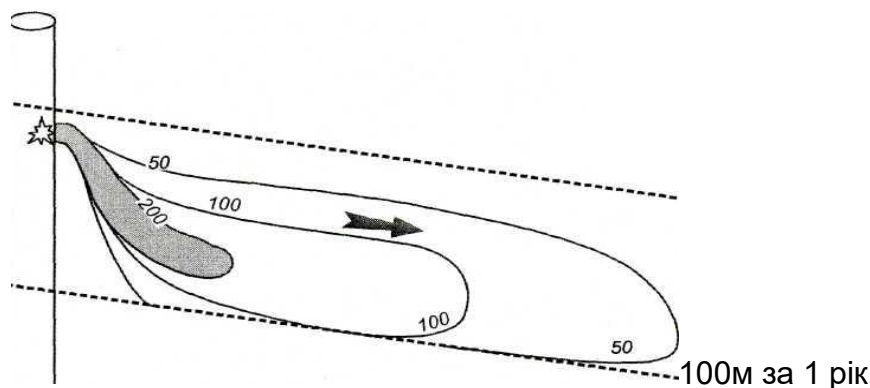
Вихід з ладу нагнітальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури також вплинуть на навколишнє природне середовище.

Забруднення геологічного середовища, у першу чергу прісних підземних вод четвертинного та харківського водоносних горизонтів при поверненні супутньо-пластових вод на Малодівицькому родовищі, можливе при порушенні герметичності колон поглинальних свердловин при аваріях, що спричинить міжпластові перетоки мінералізованих вод по кільцевому простору за колоною.

Основна причина втрати герметичності обсадних колон – електрохімічна корозія зовнішньої поверхні труб. Найбільш вразлива різного роду впливам верхня частина колонного стовбура. Це обумовлено зниженням густини та міцності порід, максимальними навантаженнями на верхні секції експлуатаційних колон, наявністю в міжтрубному просторі газу тощо. З огляду на те, що саме у верхній частині розрізу зосереджені основні запаси прісних вод району, у природоохоронному відношенні саме ця зона заслуговує на найбільшу увагу.

Особливості міграції вод з підвищеною густиною, якими є супутньо-пластові води, у середовищі прісних вод багато в чому визначаються спільною дією двох механізмів – конвекції, зумовленої різницею густин і процесом поперечної гідродисперсії. Конвекція приводить до гравітаційної диференціації розчинів за густиною. При поршневному витисненні прісної води мінералізованим розчином конвекція сприяє деформації фронту витиснення: відбувається більш швидке просування важкої рідини по підшві шару й фронт приймає похиле положення. У середовищах з високими дисперсійними характеристиками деформація фронту витиснення рідин з різною густиною буде обумовлюватися не тільки розходженнями в густині, але й процесами змішування.

За даними фізичного моделювання картина міграції в цілому носить об'ємний характер. Причому на процес масопереносу значний вплив становлять, з одного боку, гравітаційні сили, що виникають внаслідок розходжень у густинах інфільтрованої рідини й потоку прісних пластових вод, а з іншого боку – ефекти дисперсійного розмиву інтрузії мігруючих розчинів і подальшого розсіювання компонентів, знесених з її бічної поверхні потоком підземних вод (рисунок. 5.1).



**Рисунок 5.1** – Ізолінії мінералізації вод ( $\text{г/дм}^3$ ) у водоносному горизонті при масопереносі в умовах конвекції

Гравітація найбільше істотно позначається на перших етапах розвитку міграційного процесу: інтрузія солоних вод круто поринає й швидко досягає нижньої границі шару. При

цьому міняється лише форма ореола, а обсяг і мінералізації вод у його межах практично не відрізняються від вихідних. Вплив природного потоку в цьому випадку мало відчутно. На більш пізніх етапах міграції гравітація визначає також підвищення швидкості просування ореола інтрузії мінералізованих вод по підшві пласта. Подальша міграція приводить до росту розмірів ореола солоних вод, причому в його будові вже чітко виділяються дві зони: внутрішня (ядро), представлена нерозбавленими розсолами, і зовнішня – зона гідродисперсного розмиву бічних границь ядра, у межах якої вміст сольових компонентів міняється від вихідного до фонових значень. Ядро інтрузії як і раніше омивається прісними пластовими водами, причому швидкість його горизонтального переміщення помітно поступається швидкості транзитного потоку. Таке співвідношення у швидкостях приводить до того, що пластова вода, омиваючи тіло мінералізованих вод з бічних сторін, зносить частину речовини, що йде на формування зони розсіювання.

У випадку одноразового викиду ядро мінералізованих вод поступово зменшується в об'ємі і зникає зовсім, а ореол розсіювання сольових компонентів стає усе ширшим.

Фізико-хімічні процеси у водоносних горизонтах здатні викликати помітні зміни проникності порід. Зокрема, у піщаних водоносних горизонтах, куди попали високомінералізовані води, повторне заміщення останніх прісною водою може викликати випадання з розчину сполук, що колюматують пори, і знижують у кілька разів проникність породи.

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу процесу повернення СПВ на геологічне середовище передбачаються природоохоронні заходи, викладені у розділі 7.4.

Застосування сучасних матеріалів і устаткування в системі повернення СПВ, організація надійного контролю за технічним станом поглинальних свердловин дозволить попередити забруднення водоносних горизонтів.

#### **Аварії на водопроводах**

Внаслідок корозії та механічних ушкоджень труб можливі витоки вод з водопроводів. Такі витоки мають локальний характер і є одним з найбільш імовірних джерел забруднення ґрунтів, поверхневих та підземних вод.

Серед факторів, що визначають надійність напірних водопроводів, одне із провідних місць належить тривалості експлуатації: чим довше експлуатується водопровід, тим більше ймовірність аварії на ньому. Як показує досвід, у перші три роки після спорудження водопроводи мають високу надійність, надалі, у міру зношування труб, імовірність поривів зростає. Витоки з напірних водопроводів обумовлені, в основному, двома причинами: корозією металу труб і механічним їх руйнуванням, прояв яких, у свою чергу, багато в чому залежить від характеристик труб, якості будівельних робіт і умов експлуатації. У процесі експлуатації системи повернення СПВ витоки мінералізованих вод можливі через малі отвори, що виникають у тілі труби внаслідок корозії, або у зварному шві як результат прихованого дефекту. Розміри таких отворів коливаються в межах від  $0,8 \times 1,0$  мм до  $3,5 \times 5,0$  мм. З моменту пориву водопроводу і до моменту його виявлення проходить кілька годин. Витоки через такі отвори можуть скласти  $0,15 - 0,35$  м<sup>3</sup>/год, за 12 год у ґрунтовий покрив може надійти  $1,8 - 4,2$  м<sup>3</sup> мінералізованих вод. Місце пориву поглинальних ліній виявляється візуально за падінням тиску в системі повернення, а також при щоденному обході трас напірних водопроводів. Частота поривів трубопроводу зростає зі збільшенням терміну їхньої експлуатації, несвоєчасною заміною зношених труб, недостатнім інгібіторним і катодним захистом, а також залежить від довжини водопроводу.

Витоки мінералізованих вод можуть викликати забруднення ґрунтового покриву, поверхневих та підземних вод.

У таблиці 5.27 вказані основні причини, що обумовлюють технічний ризик відмов трубопроводів, по яких транспортуються супутньо-пластові води.

**Таблиця 5.27** – Основні причини, що створюють технічний ризик відмов трубопроводів

Групи причин	Причини
Техногенні	Внутрішня корозія труб. Дефекти будівельного походження: ризики, задири, вм'ятини, подряпини. Дефекти металургійного походження: осадочні раковини, флокери, пухирці, осьові пори, мікротріщини, надрізи. Дефекти зварювальних швів: напливи, кратери, тріщини, перериви у шві, непровари.
Антропогенні	Помилки при: проектуванні, будівництві, техобслуговуванні, експлуатації трубопроводів. Землерийні роботи. Зловмисні пошкодження.

Попередження впливу техногенних причин досягається проведенням дефектоскопії трубної продукції до монтажу водопроводів та застосуванням інгібіторного і антикорозійного захисту труб у процесі їх експлуатації.

Антропогенні причини усуваються своєчасним ремонтом трубопроводів і внесенням необхідних змін в регламент їх техобслуговування та експлуатації, проведенням землерийних робіт за погодженням з відповідними службами підприємства.

### **5.7 Вплив планованої діяльності на клімат, у тому числі характер і масштаби викидів парникових газів, та чутливістю діяльності до зміни клімату**

Основними факторами впливу на клімат є:

- хімічне забруднення атмосфери;
- теплове забруднення повітряного басейну;
- зміна водного режиму району.

Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

Вплив хімічних факторів забруднення атмосфери є допустимим.

Теплове забруднення повітряного басейну не передбачається.

Викид парникових газів, пов'язаний зі спалюванням природного газу, є незначний. За результатами інвентаризації викидів встановлені основні технологічні процеси виробництва, визначено організовані та неорганізовані джерела викидів, проведена оцінка якісного та кількісного складу забруднюючих речовин, в тому числі речовин, які відносяться до парникових газів. Сумарні валові викиди парникових газів від стаціонарних джерел проммайданчиків Малодівицького родовища становлять 737,27679 т/рік.

Планована діяльність НГВУ „Чернігівнафтогаз” не матиме впливу на клімат, чутливість діяльності до зміни клімату не очікується.

### **5.8 Технологія і речовини, що використовуються**

Продукція нафтових свердловин Малодівицького родовища по викидних лініях поступає на ГЗУ-3 (групову замірну установку) („Спутник АМ-40”) Малодівицького родовища, де проводиться по черзі їх індивідуальний замір дебіту нафти.

У „Спутнику” за допомогою ПСМ („переключатель скважин многоходовой”) продукція однієї з свердловин спрямовується в замірний сепаратор „Спутника”, а продукція всіх інших свердловин в загальний колектор. Із загального колектора продукція свердловин Малодівицького родовища підключених до ГЗУ-3 поступає по нафтозбірному колектору „ГЗУ-3 – ГЗСУ” на ГЗСУ (групову замірну сепараційну установку) Малодівицького родовища.

Продукція нафтових свердловин Малодівицького родовища по викидних лініях поступає на ГЗУ „ОЗНА Імпульс”, яка виконує на даний час роль гребінки, що дає змогу почергово заміряти дебіт вищевказаних свердловин на установці „Спутник Б-40” № 2 ГЗСУ.

Також на „ОЗНА Імпульс” по нафтозбірному колектору „ГЗУ-3 – ГЗСУ” Малодівицького родовища надходить продукція свердловин Малодівицького родовища, які підключені до „Спутника АМ-40” на ГЗУ-3.

Для прискорення процесу деемульсації в газорідинний потік вводиться деемульгатор за допомогою блочної установки БР-25 (блок реагентний), який подається на вихід рідини з „Озна-Імпульс”.

Продукція свердловин із загальних колекторів групових замірних установок ГЗУ-3 та ГЗСУ надходить на УБС-6300-16 (С-2) (установку блочної сепарації), де відбувається перша ступінь сепарації нафтогазоводяної суміші на газ та нафтоводяну суміш.

Газ з сепараційної установки через регулятор тиску подається для подальшого осушення в вертикальний газовий сепаратор С-3. Загальна рідина з сепараційної установки подається на нафтогазосепаратор (НГС) системи ППТ (підтримки пластового тиску).

В НГС проходить друга ступінь сепарації, де відокремлений газ надходить на сепаратор С-3, а рідина розділяється на воду і нафту.

Вода надходить до резервуарного парку системи ППТ, а нафта – в буферні ємності Е-1/1 і Е-1/2, звідки остаточно відокремлений газ також направляється для осушення в сепаратор С-3, а нафта – в РВС-2000 (резервуар вертикальний сталевий).

По мірі накопичення в РВС-2000 остаточно відділена вода насосом Н-9 відкачується в лінію прийому продукції зі „Спутників” на С-2. Нафта подається на прийом насосу Н-8, далі, пройшовши через вимірний вузол відкачується в пересувну автоцистерну. Автоцистернами нафта транспортується до Гнідинцівського ГПЗ (газопереробний завод, ГППЗ) для подальшої підготовки та переробки.

В сепараторі С-3 проходить осушення відсепарованого газу. Конденсат, по мірі накопичення, скидається в підземну ємність Е-3. Осушений газ з сепаратора С-3 надходить на вимірний вузол FLOBOSS, далі, через регулятор тиску надходить в газопровід „ГЗСУ МД – КТУ” (кінцева трапна установка), далі через МГБУ (ГППЗ) на ДКС Леяки (ГППЗ), звідки газ транспортується до ГППЗ і далі до Качанівського ГПЗ. Частина осушеного газу через витратомір надходить на черговий паливний факел.

Технологічною схемою передбачена можливість надходження газонафтоводяної суміші в нафтопровід „Монастирище – Прилуки” через ежекторний майданчик.

Пластова вода з резервуарного парку надходить на КНС (кущову насосну станцію) на прийом насосів УЕВН (установка електровідцентрового насосу), встановлених в шурфах-свердловинах. Технологічним процесом передбачається закачування пластової води насосами в нагнітальні і в поглинальні свердловини.

Зачистка плівкової нафти з резервуарів РВС-100 №1, 2 (не працюють) та РВС-700 по мірі її накопичення здійснюється в підземну ємність Е-3 ГЗСУ, звідки періодично відкачується на ємності Е-1/1, Е-1/2 ГЗСУ. Стоки з майданчиків НГС та КНС направляються в підземну ємність Е-2 і відкачуються насосом Н-2 в резервуарний парк або в замірну ємність Е-4 ГЗСУ Малодівицького родовища.

У систему збору і транспортування видобутої вуглеводневої продукції родовища входять викидні шлейфи-трубопроводи, які побудовані у відповідності до існуючих вимог

щодо їх безпеки для оточуючого середовища. Існуюча система збору та транспортування видобутої продукції відповідає вимогам охорони навколишнього середовища (що забезпечує повну її герметичність), та безпеки обслуговування обладнання.

## **6 ОПИС МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУВАЛИСЬ ДЛЯ ОЦІНКИ ВПЛИВІВ НА ДОВКІЛЛЯ**

З метою оцінки впливу на довкілля використано дані інвентаризації та обґрунтовуючих матеріалів виробничих майданчиків розміщених на Малодівицькому родовищі. Крім того, для оцінки впливу на довкілля проводились відповідні розрахунки з використанням діючих методик, що перелічені нижче:

Розрахунок ризиків планової діяльності – згідно додатків Б та В ДБН А.2.2-1:2021 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на наколишне середовище (ОВНС).

Розрахунок викидів забруднюючих речовин – згідно методик:

Сборник методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы. – Донецк: УНЦТЭ, 1994.

Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами, т.1, 2 – Донецьк, 2004.

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами.” ГОСКОМГИДРОМЕТ, 1986.

ВБН В.1.1-00013741-001:2008 Відомчі будівельні норми України. Факельні системи. Основні вимоги – Київ, Паливенерго України, 2008.

Розрахунок концентрацій забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони:

ОНД-86 Держкомгидромет Методика розрахунку концентрацій в атмосферному повітрі шкідливих речовин, які містяться у викидах підприємства.

Розрахунок рівнів шуму – згідно методик:

ДСТУ-НБВ.1.1-35:2013 “Настанови з розрахунку рівнів шуму в приміщеннях і на території”.

## **7 ОПИС ПЕРЕДБАЧЕНИХ ЗАХОДІВ, СПРЯМОВАНИХ НА ЗАПОБІГАННЯ, ВІДВЕРНЕННЯ, УНИКНЕННЯ, ЗМЕНШЕННЯ, УСУНЕННЯ ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ**

При реалізації проектних рішень особливу увагу необхідно звернути на якість гідроізоляції технологічних споруд і організації водовідведення з промислового майданчика.

Для зниження впливу повернення СПВ на навколишнє середовище необхідно передбачити ряд технологічних рішень і заходів контролю.

### **7.1 Основні технологічні рішення і заходи**

Робочим проектом передбачено наступні технологічні заходи:

- застосування закритої системи збору, підготовки й транспортування супутньо-пластових вод для повернення;
- покриття внутрішніх стінок резервуарів і водоводів антикорозійним захистом;

- зовнішні порушення водоводів від ґрунтової корозії охороняються з допомогою застосування липких ізоляційних стрічок, бітумних мастик, армованих скловолокном;
- використання інгібіторів і катодного захисту, що збільшує термін служби трубопроводів у кілька разів;
- установка відсікаючих засувок на водоводах і запобіжних клапанів на гирлі свердловин, що дає можливість запобігти розливам супутньо-пластових вод при поривах трубопроводів і запірної арматури;
- необхідно здійснити обвалування й асфальтування (бетонування) робочих площадок насосних станцій, збір зливових і промислових стоків з їх території;
- якісна рекультивация й застосування біохімічних препаратів для відновлення забруднених ділянок землі.

## 7.2 Контроль процесу повернення СПВ на Малодівицькому родовищі

Контроль за якістю закачуваного агенту проводиться шляхом періодичного відбору проб води та їх лабораторного аналізу. Відбір проб води та їх аналіз здійснюється лабораторіями нафтогазовидобувного управління. Порядок відбору проб для визначення показників води наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Порядок відбору проб та визначення показників води відповідно до СОУ 09.1-00135 390-150:2017

Місце відбору проб води	Частота відбору проб води та визначення показників	
На вході в систему очищення	один раз в декаду	–
На виході із системи очищення	один раз в декаду	–
На виході із КНС	один раз в декаду	один за в рік
На буфері свердловини	один раз в місяць	–

До технологічних факторів, що попереджують вплив на геологічне середовище, відносяться:

- герметичність всього устаткування;
- корозійна стійкість;
- дотримання режиму закачування;
- справність контрольно-вимірювальних приладів;
- проведення профілактичних і відновних ремонтів.

Технологічний режим закачування СПВ повинен відповідати вимогам проектних рішень і не виходити за їхні межі.

За ходом збору й підготовки СПВ, їхнього перекачування по водопроводам у свердловини необхідно здійснювати щоденний контроль. Запис показань ведеться у спеціальному реєстраційному журналі.

На пункті закачування СПВ в пласт-колектор реєструються наступні дані:

- тиск на насосах;
- об'єм закачаних СПВ;
- тиск у нагнітальному трубопроводі;
- витрата інгібітору корозії;
- результати аналізу закачаних СПВ (хімічний склад, механічні домішки).

По кожній поглинальній свердловині реєструються наступні дані:

- тиск на усті та в затрубному просторі;

- тиск у міжколонному просторі;
- стан герметичності фонтанної арматури, підвідних ліній.

### 7.3 Заходи щодо зниження корозійної активності СПВ

Для зменшення внутрішньої корозії труб і металевих поверхонь інших промислових об'єктів, що стикаються з агресивними пластовими водами, використовується інгібітор корозії ОР-2К або аналогічні за характеристиками.

Для запобігання ґрунтової корозії трубопроводів і інших металевих споруджень застосовується катодний захист. Для поліпшення провідності в місцях високих опорів проходженню струму (засувки, фланцеві з'єднання) встановлюються високопровідні перемички, що виключають утворення на цих ділянках трубопроводів анодних зон.

Не допускається прокладка трубопроводів у зонах з ґрунтами високої та надвисокої корозійної активності.

Для забезпечення довговічності викидних ліній, нафтогазозбірних колекторів у місцях підвищеної небезпеки пошкодження доцільно використовувати труби збільшеного діаметра.

Інгібітор забезпечує захист устаткування насосних станцій, водоводів і свердловин системи повернення супутньо-промислових вод.

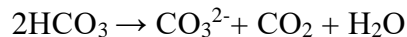
Для того, щоб забезпечити повноту розгляду всіх процесів, що відбуваються в системі „СПВ – свердловина – пласт”, необхідно враховувати і корозійні процеси.

При русі по водоводах та іншому технологічному устаткуванню мінералізованої води, що містить агресивні компоненти (солі, кисень тощо), труби піддаються кородуючій дії. Корозійна здатність води істотно залежить від так званого „індексу насичення води” (ІНВ). ІНВ характеризується співвідношенням іонів кальцію і розчиненого діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$ .

При недостатці  $\text{CO}_2$  воді присвоюється позитивний ІНВ, при цьому з такої води поступово випадає нерозчинний карбонат кальцію й відкладається на стінках труб, створюючи захисний антикорозійний шар.

При надлишку  $\text{CO}_2$  вода має негативний ІНВ і здатність розчиняти карбонати кальцію й магнію, тобто може зруйнувати створений раніше захисний шар. Така вода має високу корозійну активність.

У супутньо-промислових водах, що підлягають поверненню, практично відсутній кисень, сірководень і розчинений діоксид вуглецю  $\text{CO}_2$ . Джерелом  $\text{CO}_2$  можуть служити гідрокарбонат-іони  $\text{HCO}_3^-$ , що дають при розкладанні (при температурі  $60^\circ\text{C}$ ) відповідні агресивні компоненти за реакцією:



Але в тріасовому колекторі майже немає гідрокарбонат-іону  $\text{HCO}_3^-$  і таких температурних умов.

Корозійну активність пластової води і СПВ, виходячи тільки з ІНВ, можна визначити як невисоку.

Дослідження корозійної активності пластових вод стосовно сталі насосно-компресорних труб проводилися раніше для сусіднього Качанівського родовища і показали, що швидкість корозії сталі Д (зразки, виготовлені з металу НКТ) не перевищує  $0,0618 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{рік})$ , глибинний показник корозії –  $0,078 \text{ мм}/\text{рік}$ . Таким чином, сталь марки Д насосно-компресорних труб відноситься до 5 балу стійкості (середньостійкі по 10-ти бальній шкалі ГОСТ 5272-50).

Випробовувались також і сталі, з яких виготовлені чотирьох і п'яти дюймові труби. Час випробувань становив від 25 до 65 діб. Зразки, що досліджувались, перебували в пластовій воді цілодобово, крім того по 7 год на добу аерована пластова вода піддавалася циркуляції, тобто її корозійна активність штучно підвищувалася. Швидкість корозії в цих

дослідах склала в середньому  $0,0891 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{рік})$ , а глибинний показник –  $0,1126 \text{ мм}/\text{рік}$ , що відповідає п'ятому балу стійкості.

Супутньо-пластова вода промислу звичайно має трохи більшу корозійну агресивність, тому з метою збереження водопроводів і свердловинного устаткування необхідно передбачити заходи по зниженню корозійної активності СПВ.

Цього можна досягти як додаванням луку до води, що закачується, так і застосуванням хімреагентів-інгібіторів корозійних процесів.

У якості антикорозійної добавки пропонується інгібітор корозії ОР-2К або аналогічні за характеристиками.

Крім вказаного інгібітору, можливе також використання розроблених в УкргіпроНДІнафта багатофункціональних поверхнево-активних складів (БПАС) комплексної дії.

Застосування БПАС поліпшує фільтраційну характеристику поглинаючого шару відносно стабільності його приймальності, а також одночасно забезпечує антикорозійний захист водоводів і свердловинного устаткування (захисний ефект при концентрації від 0,2 % до 0,3 % мас. становить від 90 % до 95 %).

Комплексність дії БПАС проявляється ще й у їх бактерицидній дії – при концентрації близько 0,5 % мас., процеси сульфатредукції, що викликаються життєдіяльністю колоній сульфатвідновлюючих бактерій (СВБ), які є одним з джерел агресивного корозійного компонента сірководню, значно уповільнюються або придушуються зовсім.

Комплексна обробка СПВ перед поверненням у поглинаючий пласт дозволить на перспективу підтримувати високу приймальність свердловин і попереджувати можливі ускладнення в їхній роботі.

#### **7.4 Заходи по зменшенню та запобіганню шкідливого впливу процесу повернення СПВ на геологічне середовище**

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу проектованої діяльності на геологічне середовище передбачаються наступні заходи:

- вибір поглинальних свердловин з герметичною конструкцією колони, яка забезпечує охорону геологічного середовища від проникнення СПВ у гірські породи;
- встановлення цементного моста нижче від інтервалу перфорації колони в зоні залягання пласта-колектора;
- повернення СПВ у поглинальні свердловини проводити у відповідності з технологічними параметрами;
- робочі тиски на пласт-колектор при поверненні СПВ повинні забезпечувати збереження його скелету і не допускати гідророзриву пласта-колектора і водоупорів у покрівлі та підшві.

#### **7.5 Компенсаційні заходи**

Компенсаційні заходи полягають у відшкодуванні втрат, спричинених самим процесом втілення проекту. Відшкодування та плата за користування необхідних компонентів навколишнього середовища проводиться згідно діючого законодавства. Такі розрахунки проводяться на основі спеціально затверджених методик згідно встановлених тарифів.

Відповідно до вимог Податкового кодексу України підприємство має податкові зобов'язання з екологічного податку:

- за викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами забруднення;
- за розміщення відходів (крім розміщення окремих видів (класів) відходів як вторинної сировини, що розміщуються на власних територіях (об'єктах) суб'єктів господарювання).

Об'єктом оподаткування екологічним податком при реалізації планованої діяльності, відповідно до ст. 242 Податкового кодексу України, будуть обсяги та види забруднюючих речовин, які викидаються в атмосферне повітря стаціонарними джерелами та обсяги та види (класи) розміщених відходів, крім обсягів та видів (класів) відходів як вторинної сировини, що розміщуються на власних територіях (об'єктах) суб'єктів господарювання.

Згідно зі ст. 14, п. 14.1.223 Податкового кодексу України, розміщення відходів - це постійне (остаточне) перебування або захоронення відходів у спеціально відведених для цього місцях чи об'єктах. Таким чином, відходи, які передаються іншим суб'єктам господарювання згідно укладених договорів не є об'єктом оподаткування.

АТ „Укрнафта” самостійно буде обчислювати суму податкових зобов'язань з рентної плати та екологічного податку у відповідності до вимог Податкового кодексу України.

Підрядні організації, у випадку їх залучення до виконання робіт при реалізації планованої діяльності, самостійно обчислюють та сплачують податкові зобов'язання з екологічного податку, що виникають в результаті їх діяльності.

Згідно зі ст. 241 Податкового кодексу України, екологічний податок, що справляється за викиди в атмосферне повітря забруднюючих речовин пересувними джерелами забруднення у разі використання ними палива, утримується і сплачується реалізатором цього палива. Тому суб'єктом господарювання екоподаток за викиди від автотранспорту не сплачуватиметься.

## **8 ОПИС ОЧІКУВАНОВОГО ЗНАЧНОГО НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ ДІЯЛЬНОСТІ НА ДОВКІЛЛЯ, ЗУМОВЛЕНОВОГО ВРАЗЛИВІСТЮ ПРОЕКТУ ДО РИЗИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ, ЗАХОДІВ ЗАПОБІГАННЯ ЧИ ПОМ'ЯКШЕННЯ ВПЛИВУ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ НА ДОВКІЛЛЯ ТА ЗАХОДІВ РЕАГУВАННЯ НА НАДЗВИЧАЙНІ СИТУАЦІЇ**

Згідно з описом і оцінкою ризиків для здоров'я людей та довкілля через можливість виникнення надзвичайних ситуацій, наведеним у розділах 5.2.17 даного Звіту, значного негативного впливу планованої діяльності на довкілля, зумовленого вразливістю до ризиків надзвичайних ситуацій не передбачається.

Комплекс технологічних, технічних, організаційних рішень, забезпечує надійну безаварійну роботу технологічних об'єктів на родовищі. Проектні рішення забезпечують високий ступінь надійності функціонування технологічних споруд.

При експлуатації свердловин необхідність проведення вогневих та вогнебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу може бути причиною виникнення аварійних ситуацій.

Одна з основних умов безпечної експлуатації свердловини - її герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та інше.

Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі чи терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем. Для виявлення пошкоджень траси газопроводу-шлейфу, ліквідації витоків, контролю стану ґрунтової основи трубопроводів, своєчасного виявлення ерозійного розмиву ґрунтів, просідання ґрунтової основи, руйнування насипу та інше проводяться періодичні обстеження трубопроводів.

За допомогою встановленого клапана-відтинача на свердловині забезпечується автоматичне відключення у випадках розриву газопроводу.

На проммайданчиках Малоодівського родовища враховані всі рішення для запобігання аварійних ситуацій: обладнання повністю герметизується, для безпечного доступу до запірної арматури та для обслуговування обладнання передбачені майданчики, на всіх технологічних лініях встановлюються манометри для контролю за тиском, уся запірна арматура відповідає характеристикам робочого середовища, витримані нормативні відстані від газопроводу, до існуючих підземних комунікацій, передбачений електрозахист газопроводу.

Вплив експлуатаційних чинників на виникнення аварійних ситуацій має випадковий характер, локальний по площі, короткочасний і попереджається, насамперед, суворим регламентом технологічного процесу в рамках проектного режиму; організацією надійного контролю за технічним станом устаткування.

Небезпечні і аварійні ситуації при видобуванні і підготовці нафти, газу і конденсату можуть виникати головним чином через порушення технологічного регламенту експлуатації обладнання, виконання ремонтних і вогневих робіт без дотримання інструкцій з техніки безпеки.

На Малоодівському родовищі розроблений план локалізації і ліквідації аварій та їх наслідків (ПЛЛА), що містить вказівки сповіщення відповідних служб організацій, які повинні брати участь у ліквідації аварій та їх наслідків, перелік необхідних технічних засобів, знешкоджуючих реагентів, способи збору і знешкодження забруднюючих речовин.

Перелічені заходи дозволяють мінімізувати можливість виникнення надзвичайних ситуацій, та забезпечити запобігання впливу надзвичайної ситуації на довкілля чи його пом'якшення до незначного та допустимого рівня.

Згідно з проведеною оцінкою впливу на довкілля значного негативного впливу на складові компоненти навколишнього середовища від провадження планованої діяльності не прогнозується. Незначний та допустимий вплив прогнозується на атмосферне повітря, ґрунтовий покрив, водні ресурси, стан фауни і флори. Впливу на кліматичні фактори та матеріальні об'єкти не передбачається, а на соціальне середовище очікується позитивний вплив (збереження робочих місць, платежі до місцевого та державного бюджетів, участь у соціально-економічному розвитку місцевої громади, внесок у зміцнення паливно-енергетичної бази держави).

## **9 ВИЗНАЧЕННЯ УСІХ ТРУДНОЩІВ (ТЕХНІЧНИХ НЕДОЛІКІВ, ВІДСУТНОСТІ ДОСТАТНІХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АБО ЗНАНЬ), ВИЯВЛЕНИХ У ПРОЦЕСІ ПІДГОТОВКИ ЗВІТУ З ОЦІНКИ ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ**

Труднощів у процесі підготовки звіту з оцінки впливу на довкілля не виникало.

## 10 УСІ ЗАУВАЖЕННЯ І ПРОПОЗИЦІЇ ГРОМАДСЬКОСТІ ДО ПЛАНОВАНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

Повідомлення про плановану діяльність (справа у Єдиному державному реєстрі з оцінки впливу на довкілля № 14190), що підлягає оцінці впливу на довкілля, розміщено в публічних місцях на території селища Мала Дівиця: вул. Незалежності, буд. 2, , вул. Слобідська, буд. 7, вул. Слобідська, буд. 16, на території с. Обичів: вул. Незалежності, буд. 56, вул. Незалежності, буд. 35, вул. Незалежності, буд. 90, а також у Єдиному державному реєстрі з оцінки впливу на довкілля на Єдиній екологічній платформі „ЕкоСистема”.

У відповідності до п. 7 ст. 5 Закону України „Про оцінку впливу на довкілля” протягом 12 робочих днів з дня офіційного оприлюднення повідомлення про плановану діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, громадськість може надати уповноваженому територіальному органу зауваження і пропозиції до планованої діяльності, обсягу досліджень та рівня деталізації інформації, що підлягає включенню до звіту з оцінки впливу на довкілля.

Протягом 12 робочих днів з дня офіційного оприлюднення (11.09.2025 р.) повідомлення про плановану діяльність, яка підлягає оцінці впливу на довкілля, зауважень і пропозицій від громадськості не надходило (лист Управління екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА наведений у Додатку 6).

## 11 СТИСЛИЙ ЗМІСТ ПРОГРАМ МОНІТОРИНГУ ТА КОНТРОЛЮ ЩОДО ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

У 2024 році на Малодівицькому родовищі було проведено комплекс робіт з післяпроектного моніторингу на виконання умов п.6 Висновку з оцінки впливу на довкілля [REDACTED] від 02.09.2019 р. „Продовження видобування на Малодівицькому родовищі корисних копалин – вуглеводнів НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта””.

Дослідження кількісних та якісних показників забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, показників забруднюючих речовин в ґрунті, підземних та поверхневих водах виконано Службою охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”.

З метою визначення впливу на атмосферне повітря технологічного обладнання ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища, було здійснено контроль за рівнем забруднення атмосфери на межі санітарно-захисної зони (СЗЗ). Крім того, контроль за станом атмосферного повітря здійснено також на межі житлової забудови селища Мала Дівиця.

Для контролю стану атмосферного повітря в пунктах спостереження розташованих на межі санітарно-захисних зон промислових майданчиків визначалися концентрації типових для кожного майданчика забруднюючих речовин, а саме: метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану.

За результатами аналізу відібраних проб, жодна з забруднюючих речовин не перевищує гранично-допустимих концентрацій (ГДК) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Вплив промислових об’єктів нафтогазовидобутку, що розташовані на території Малодівицького родовища, на стан атмосферного повітря допустимий, перевищення та порушення норм відсутні.

З метою організації моніторингу за станом підземних та поверхневих вод на Малодівицькому родовищі сформовано мережу моніторингу.

Відбір проб проводився спеціалістами лабораторії моніторингових досліджень Служби охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ „Укрнафта” згідно вимог ДСТУ ISO 5667-6-2009 „Якість води. Відбирання проб. Частина 6. Настанови щодо відбирання проб води

з річок та інших водотоків”; ДСТУ ISO 5667-11:2005 „Відбирання проб. Частина 11. Настанови щодо відбирання проб підземних вод”. Лабораторні вимірювання здійснювались за атестованими методиками виконання вимірювань (МВВ), допущених до використання та наведених у Паспорті лабораторії з використанням повірених засобів вимірювальної техніки.

Для визначення впливу нафтопромислової діяльності на стан водного середовища дослідження проводилися в тому числі за показниками:

- загальна мінералізація води, мг/дм<sup>3</sup>;
- концентрація хлорид-іонів, мг/дм<sup>3</sup>;
- концентрація гідрокарбонат-іонів, мг/дм<sup>3</sup>;
- вміст нафтопродуктів, мг/дм<sup>3</sup>.

В цілому на Малодівицькому родовищі стан підземних та поверхневих вод задовільний. Нафтопродукти не виявлені у жодній з відібраних проб. Загальна мінералізація води в межах норми.

Вода, проби якої відібрано з криниць в селищі Мала Дівиця, дуже тверда (жорсткість понад 9,0 ммоль/дм<sup>3</sup>), що спричинено високим природним вмістом солей кальцію і магнію в породі водоносного горизонту.

У 2024 році в межах території Малодівицького родовища у визначених точках спостережень проведено моніторинг показників забруднюючих речовин в ґрунті.

Об'єктом дослідження був поверхневий шар ґрунту (0 – 20 см), відібраний на межі санітарно-захисної зони ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища Малодівицького родовища.

Роботи було виконано шляхом відбору проб, лабораторного визначення хімічного складу досліджуваних ґрунтів та вивчення їх фізичних та фізико-хімічних властивостей. Відбір проб ґрунту проводився відповідно до вимог ДСТУ 4287:2004 та ДСТУ ISO 10381-3:2004. Всі дослідження було виконано лабораторією моніторингових досліджень Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”.

Для визначення впливу нафтопромислової діяльності на стан ґрунтового покриву дослідження проводилися за такими показниками:

- рН водної витяжки, одиниці рН
- вміст карбонатів, мг/кг
- вміст бікарбонатів, мг/кг
- вміст хлоридів, мг/кг
- вміст кальцію, мг/кг
- вміст магнію, мг/кг
- вміст сульфатів, мг/кг
- вміст натрію, мг/кг
- вміст калію, мг/кг
- щільний залишок, %
- токсичні солі, мг/кг
- вміст заліза загального Fe<sub>(заг)</sub>, мг/кг
- вміст вуглецю органічної речовини, %
- гумус, %
- вміст азоту лужногідролізованого, мг/кг
- вміст рухомого фосфору, мг/кг
- вміст нафтопродуктів, мг/кг

Всі роботи з відбору та дослідження проб ґрунтів, підземних та поверхневих вод здійснює лабораторія моніторингових досліджень Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”.

Контроль за станом забруднення атмосферного повітря на території виробничих майданчиків і на межі санітарно-захисної зони проводиться шляхом визначення максимально-разових концентрацій шкідливих речовин.

Завданням контролю за викидами в атмосферу являється:

- контроль вмісту шкідливих речовин у викидах від джерел забруднення;

- контроль за рівнем забруднення атмосферного повітря на території промайданчика і в населеному пункті;
- виконання річної звітності з охорони атмосферного повітря в установленому порядку по формі 2ТП (повітря), затвердженого наказом Мінстату України № 77.

Для промислового майданчика ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища контроль за викидами здійснюється у відповідності до умов діючого дозволу на викиди № [REDACTED] від 15.03.2017 р. (дійсний до 15.03.2027 р.)

Пропонується встановити контроль за станом атмосферного повітря на межі СЗЗ з періодичністю один раз на рік.

Під час проведення контролю лабораторія моніторингових досліджень Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ „Укрнафта” визначає концентрації забруднюючих речовин за допомогою інструментально-лабораторних методів, а саме: хроматографічного (вуглеводнів), вагового (Суспендовані частинки, недиференційовані за складом), за допомогою газоаналізаторів (оксидів азоту, СО).

Заходи щодо контролю за впливом на довкілля включають два завдання:

- а) науково-технічне, направлене на оцінку еколого-економічної ефективності застосовуваних і перспективних процесів, пристроїв, технологій і природоохоронних заходів;
- б) постійний контроль за:
  - виконанням заходів, передбачених проектом;
  - реальним станом довкілля;
  - виявленням джерел забруднення та їх ліквідацією.

Загальне керівництво організацією робіт по виконанню природоохоронних заходів і по контролю у відповідності до вимог законодавчих і нормативних документів здійснюється керівником підприємства або його заступником.

Повсякденний контроль за станом обладнання і технічних засобів по запобіганню забруднення навколишнього середовища повинен здійснюватись силами бригади під керівництвом майстера з добування нафти, газу та конденсату. Майстер бригади повинен розподілити між працівниками обов'язки по контролю за станом окремих ділянок та обладнання, несправність якого може призвести до забруднення навколишнього середовища.

Контроль за станом довкілля здійснюється службою з охорони навколишнього природного середовища та відповідними комісіями. Зауваження, виявлені недоліки і порушення, та пропозиції по їх усуненню пропонується заносити в журнал оперативного контролю з охорони праці.

Підрозділ підприємства (структурна одиниця), що здійснює планову діяльність на земельній ділянці, несе відповідальність за виконання природоохоронних заходів, передбачених проектом, в тому числі:

- контроль за дотриманням вимог технологічних регламентів та станом обладнання, що запобігає виникненню аварійних ситуацій та попереджує забруднення навколишнього середовища, періодичність контролю – щоденно;
- здійснення контролю стану атмосферного повітря на межі СЗЗ виробничих промайданчиків відповідно до умов діючого Дозволу на викиди забруднюючих речовин;
- здійснення післяпроектного моніторингу на виконання умов Висновку з оцінки впливу на довкілля на Малодівицькому родовищі.

За результатами проведених моніторингових досліджень в 2024 році, на території виробничих майданчиків та свердловин Малодівицького родовища, службою екологічної та радіаційної безпеки НГВУ „Чернігівнафтогаз” підвищення радіаційного фону не зафіксовано (розділ 3.3, таблиця 3.2).

Радіаційний контроль передбачено виконувати згідно з „Основними санітарними правилами забезпечення радіаційної безпеки України”, які затверджені наказом МОЗ України від 02.02.2005 № 54, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 20.05.2005 №552/10832.

## 12 РЕЗЮМЕ НЕТЕХНІЧНОГО ХАРАКТЕРУ

Ціллю планованої діяльності є повернення супутньо-пластових вод (СПВ) в поглинаючий горизонт тріасу під час видобування корисних копалин (вуглеводнів) в межах Спеціального дозволу на користування надрами Малодівицького родовища АТ „Укрнафта”.

Для розробки Малодівицького родовища Нафтогазовидобувне управління „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” здійснює свою виробничу діяльність на земельних ділянках на правах постійного користування землею на площі 19,324 га (Державні акти серії [REDACTED] та серії [REDACTED] на право постійного користування землею НГВУ „Чернігівнафтогаз” на території Малодівицької сільської ради від 01.06.2000 р. зареєстровано в Книзі записів державних актів на право постійного користування земельними ділянками за №№ [REDACTED]). Скановані копії Державних актів наведено в додатку А.

Крім того, на основі трьох договорів оренди земельних ділянок терміном на 25 років між НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” та Прилуцькою РДА від 09.07.2004 р. (два договори) та один - від 07.10.2011 р. НГВУ на правах довгострокової оренди користується земельними ділянками на території Обичівської сільської ради загальною площею 1,2760 га.

НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” отримано висновок з оцінки впливу на довкілля з „Продовження видобування на Малодівицькому нафтогазоконденсатному родовищі корисних копалин – вуглеводнів (нафта, газ природний, газ, розчинений у нафті, супутні – етан, пропан, бутани) ” № [REDACTED] від 02.09.2019 р.

У 2024 році на Малодівицькому родовищі було проведено комплекс робіт з післяпроектного моніторингу на виконання умов п.6 Висновку з оцінки впливу на довкілля № [REDACTED] від 02.09.2019 р. „Продовження видобування на Малодівицькому родовищі корисних копалин – вуглеводнів НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта”.

Дослідження кількісних та якісних показників забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, показників забруднюючих речовин в ґрунті, підземних та поверхневих водах виконано Службою охорони довкілля та моніторингових досліджень АТ „Укрнафта” (Свідоцтво про технічну компетентність /Додаток 5/).

За результатами аналізу відібраних проб, жодна з забруднюючих речовин не перевищує гранично-допустимих концентрацій (ГДК) забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Вплив промислових об'єктів нафтогазовидобутку, що розташовані на території Малодівицького родовища, на стан атмосферного повітря допустимий, перевищення та порушення норм відсутні.

**Груповою замірна установка ГЗСУ і ППТ Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться біля селища Мала Дівиця Прилуцького району Чернігівської обл.**

Найближча житлова забудова розміщена: в західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця; в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED]. Заудайка.

Проммайданчик оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

В умовах Малодівицького родовища найбільш прийнятним методом, що забезпечує зменшення ризику забруднення навколишнього природного середовища, є повернення СПВ у тріасовий пласт-колектор.

Цьому сприяє створена до теперішнього часу система інженерних комунікацій у вигляді герметизованої системи, що включає насосне устаткування, поглинальні та нагнітальні свердловини, мережу трубопроводів. Вказана система повністю дозволяє повертати супутньо-пластові води у тріасовий горизонт.

Об'єми СПВ згідно з проєктними розрахунками за нормальних умов очікуються близько 700 м<sup>3</sup>/д. Для запровадження повернення СПВ доцільно застосувати свердловини,

які в даний час не можуть бути використані для видобутку продукції. Проектом передбачається для повернення СПВ Малодівицького родовища використати свердловини 25, 36, 41, (49 – резервна) які розташовані неподалік ГЗСУ та не застосовуються для розробки покладів.

**Групова замірна установка ГЗСУ і ППТ** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться біля селища Мала Дівиця Прилуцького району Чернігівської обл.

Найближча житлова забудова розміщена: в західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця; в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Проммайданчик оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 25** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північно-східному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в південно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 36** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 41** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північно-східному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в південно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в північно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

**Свердловина 49** Малодівицького родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” АТ „Укрнафта” знаходиться в північно-західному напрямку від ГЗСУ Малодівицького родовища на відстані [REDACTED].

Найближча житлова забудова розміщена:

- в південно-західному напрямку на відстані [REDACTED] – селище Мала Дівиця;
- в південно-східному напрямку на відстані [REDACTED] – с. Заудайка.

Майданчик свердловини оточений землями сільськогосподарського призначення. Дитячі, спортивні та лікувально-оздоровчі установи у районі розташування проммайданчика підприємства відсутні.

Промислові майданчики зі всіх сторін оточені сільськогосподарськими угіддями. Відповідно до Санітарної класифікації підприємств, виробництв та споруд (Додаток 4 до Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів ДСП-173-96) промислові майданчики Малодівицького родовища відносяться до 3 класу небезпеки (розділ

„Підприємства по видобуванню руд та нерудних копалин”, клас III, санітарно-захисна зона 300 м, п. 1 „Підприємство по видобуванню нафти при викиді сірководню до 0,5 т/д з малим вмістом летких вуглеводнів”), і для них встановлено нормативний розмір санітарно-захисної зони 300 м.

Процес повернення СПВ є безпечним для місцевого населення і відповідає вимогам діючого природоохоронного законодавства.

У межах впливу виробничих об'єктів проєктованої діяльності відсутні житлова забудова, об'єкти і споруди інших галузей промисловості та споруди соціально-економічного призначення, природно-заповідні об'єкти.

Супутньо-пластові води утворюються у процесі підготовки нафти, який передбачає її дегазацію і зневоднення. Основними джерелами впливу на оточуюче середовище є об'єкти виробничої діяльності, що входять до складу технологічної схеми збору, підготовки та транспортування видобутої продукції та системи повернення СПВ у тріасовий горизонт. Вказана технологічна схема детально описана в розділі 1.3.

Водний кодекс України визначає супутньо-пластову воду, як воду, що піднімається на поверхню разом з нафтою, конденсатом і газом під час їх видобування.

Супутньо-пластові води є складним природним розчином, який складається з пластових вод водонасиченої частини продуктивного горизонту, конденсаційних вод, а також контурних і підшовних пластових вод.

Відповідно до статті 75 „Водного кодексу України”, „повернення супутньо-пластових вод здійснюється відповідно до Технологічних проєктів, які погоджуються з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища і центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення”.

Повернення супутньо-пластових вод у надра необхідно розглядати як відновлення природного середовища геологічного об'єкта. Спосіб повернення супутньо-пластових вод вважається більш раціональним та екологічно безпечнішим, ніж інші способи очищення та знешкодження. Такий захід повинен мати пріоритетне значення, а його реалізація не повинна суперечити діючим нормативам, а навпаки має бути привабливою для додаткових інвестицій, кредитів та податкових пільг. Саме це передбачено законом України „Про охорону навколишнього природного середовища” ст. 48 щодо стимулювання підприємств при впровадженні ними сучасних природоохоронних чи ресурсозберігаючих технологій.

Основним видом негативного впливу на навколишнє природне середовище у процесі проєктованої діяльності може бути витік супутньо-пластових вод із системи їх повернення у пласт-колектор.

Можливими джерелами витоків СПВ у оточуюче середовище під час їх повернення можуть бути:

- нещільності фланцевих з'єднань технологічного обладнання, гирлової арматури, трубопроводів;
- свищі і пориви трубопроводів, резервуарів, інших металічних конструкцій внаслідок корозії та механічного пошкодження.

При експлуатації промислових споруд у робочому режимі їх вплив на геологічне середовище, ґрунт, підземні та поверхневі води території мінімальний і можливий лише у випадках порушення штатного технологічного процесу (аварійні ситуації).

При зборі, транспортуванні, підготовці і поверненні супутньо-пластових вод у тріасовий пласт-колектор на Малодівицькому родовищі потенційними негативними факторами впливу на навколишнє природне середовище можуть бути наступні фактори:

- забруднення надр, ґрунту, підземних та поверхневих вод високомінералізованими супутньо-пластовими водами у випадках аварійного порушення герметичності колон і обв'язки поглинальних свердловин, поривів напірних водоводів;

– погіршення якості сільськогосподарських земель при будівництві виробничих об'єктів та комунікацій і при аваріях;

– порушення естетичної привабливості сучасної сільської місцевості через присутність технологічного устаткування та інженерних комунікацій (резервуарів, огорожень, ліній електропередач та ін.).

Можливі причини і шляхи надходження СПВ у навколишнє природне середовище поділяються на технологічні і аварійні.

До технологічних причин відносяться:

– забруднення підземних вод питної якості через негерметичність колон і неякісне цементування позатрубного простору поглинальних свердловин;

– пориви трубопроводів внаслідок заводських дефектів труб.

До аварійних причин відносяться пориви трубопроводів через механічні пошкодження та внаслідок корозії металу.

При реалізації проектних рішень особливу увагу необхідно звернути на якість гідроізоляції технологічних споруд і організації водовідведення з промислового майданчика.

Для зниження впливу повернення СПВ на навколишнє середовище необхідно передбачити ряд технологічних рішень і заходів контролю.

Робочим проектом передбачено наступні технологічні заходи:

– застосування закритої системи збору, підготовки й транспортування супутньо-пластових вод для повернення;

– покриття внутрішніх стінок резервуарів і водоводів антикорозійним захистом;

– зовнішні порушення водоводів від ґрунтової корозії охороняються з допомогою застосування липких ізоляційних стрічок, бітумних мастик, армованих скловолокном;

– використання інгібіторів і катодного захисту, що збільшує термін служби трубопроводів у кілька разів;

– установка відсікаючих засувок на водоводах і запобіжних клапанів на гирлі свердловин, що дає можливість запобігти розливам супутньо-пластових вод при поривах трубопроводів і запірної арматури;

– необхідно здійснити обвалування й асфальтування (бетонування) робочих площадок насосних станцій, збір зливових і промислових стоків з їх території;

– якісна рекультивация й застосування біохімічних препаратів для відновлення забруднених ділянок землі.

Надійний контроль процесу повернення пластових супутніх вод можливий при комплексному спостереженні змін, що відбуваються у надрах, за допомогою хімічних, гідродинамічних і геофізичних методів, охоплюючи дослідженнями весь діючий фонд нагнітальних свердловин. Види робіт, методи і періодичність контролю процесу повернення СПВ на Малодівицькому родовищі наведені у таблиці 7.1.

До технологічних факторів, що попереджують вплив на геологічне середовище, відносяться:

– герметичність всього устаткування;

– корозійна стійкість;

– дотримання режиму закачування;

– справність контрольно-вимірювальних приладів;

– проведення профілактичних і відновних ремонтів.

Технологічний режим закачування СПВ повинен відповідати вимогам проектних рішень і не виходити за їхні межі.

За ходом збору й підготовки СПВ, їхнього перекачування по водопроводам у свердловини необхідно здійснювати щоденний контроль.

На пункті закачування СПВ в пласт-колектор реєструються наступні дані:

– тиск на насосах;

– об'єм закачаних СПВ;

– тиск у нагнітальному трубопроводі;

- витрата інгібітору корозії;
- результати аналізу закачаних СПВ (хімічний склад, механічні домішки).

По кожній поглинальній свердловині реєструються наступні дані:

- тиск на усті та в затрубному просторі;
- тиск у міжколонному просторі;
- стан герметичності фонтанної арматури, підвідних ліній.

Характеристика джерел, видів і характеру впливу на природне навколишнє середовище на Малодівицькому родовищі наведена в таблиці 4.1. З таблиці видно, що основними можливими видами впливу на навколишнє середовище є засолення ґрунтів, поверхневих і підземних вод. Характер цих впливів тимчасовий і неминучий при аварійному пориві трубопроводів, корозії ємностей та арматури.

При здійсненні планованої діяльності ймовірно зазнають впливу наступні фактори довкілля:

**- атмосферне повітря** – в процесі здійснення планованої діяльності очікуваний вплив на атмосферне повітря оцінюється складом, характеристикою та кількістю викидів забруднюючих речовин від джерел впливу технологічного комплексу системи ППТ/повернення СПВ Малодівицького родовища (максимально-разових, *г/сек* та валових, *т/н.с.*), а також їх значеннями на межі СЗЗ (300 м). Перелік джерел викидів та очікуваних забруднюючих речовин, які поступатимуть в атмосферу, наведено (розділ 5.3, табл. 5.15).

Аналіз результатів розрахунків розсіювання концентрацій забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери, проведеного за програмним комплексом “ЕОЛ+” (версія 5.3.8).

Максимальні приземні концентрації по всіх забруднюючих речовинах, визначені на підставі розрахунків розсіювання, на межі нормативної санітарно-захисної зони не перевищують гранично-допустимих концентрацій з урахуванням фонових забруднень атмосферного повітря (таблиця 5.16).

Максимальні рівні шуму в розрахункових точках не перевищуватимуть: на відстані 100 м – 37,52 дБА; **300 м (межа СЗЗ)** – 29,36 дБА; **500 м (житлова забудова)** – 25,03 дБА і значно нижчі за допустимі рівні шуму, передбачені на території житлової забудови – **55 дБА в денний час та 45 дБА в нічний час**, відповідно до п. 24 табл. 1 ДБН В.1.1-31:2013.

**- кліматичні фактори** (у тому числі зміна клімату та викиди парникових газів) – масштабних негативних впливів на клімат не передбачається, викиди парникових газів (вуглекислого газу, метану, оксиду діазоту  $N_2O$ ) при спалюванні супутнього газу на факельній установці – мінімальні. Змін мікроклімату в результаті планованої діяльності не очікується. В результаті провадження планованої діяльності відсутні значні виділення теплоти, інертних газів, вологи. Особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище, відсутні.

**- геологічне середовище** – допустимий вплив. Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу, який вміщує стратиграфічні комплекси і підземні горизонти з відмінними по величині пластовими параметрами: градієнтами гідророзриву порід, градієнтами пластових тисків і градієнтами температур. При сумісному розкритті таких горизонтів можуть створюватися умови, які негативно впливатимуть на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків мінералізованих вод і газу з нафтою, таким чином виникає ймовірність забруднення надр.

У процесі повернення супутньо-пластових вод у поглинаючий пласт-колектор ймовірні наступні аварійні ситуації: розриви шлейфів поглинальних свердловин, порушення герметичності експлуатаційних колон, вихід з ладу поглинальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури. Аварії можуть відбутися в результаті корозійного впливу на них пластових вод, а також механічного пошкодження або при порушенні технології повернення.

Характер аварій у поглинальних свердловинах визначається, в основному, технічним станом експлуатаційних колон, що залежить від тривалості експлуатації цих свердловин,

ступенем інгібіторного захисту, своєчасним контролем і виявленням місця розгерметизації колони і якістю виконання ізоляційних робіт.

Вихід з ладу нагнітальних насосів, порушення герметичності гирлової арматури також вплинуть на навколишнє природне середовище.

Забруднення геологічного середовища, у першу чергу прісних підземних вод четвертинного та харківського водоносних горизонтів при поверненні супутньо-пластових вод на Малодівицькому родовищі, можливе при порушенні герметичності колон поглинальних свердловин при аваріях, що спричинить міжпластові перетоки мінералізованих вод по кільцевому простору за колоною.

Основна причина втрати герметичності обсадних колон – електрохімічна корозія зовнішньої поверхні труб. Найбільш вразлива різного роду впливам верхня частина колонного стовбура. Це обумовлено зниженням густини та міцності порід, максимальними навантаженнями на верхні секції експлуатаційних колон, наявністю в міжтрубному просторі газу тощо. З огляду на те, що саме у верхній частині розрізу зосереджені основні запаси прісних вод району, у природоохоронному відношенні саме ця зона заслуговує на найбільшу увагу.

**- водне середовище** – суттєвого впливу на водне середовище при здійсненні планованої діяльності не очікується.

Водопостачання для задоволення виробничих та господарсько-побутових потреб при веденні планової діяльності на Малодівицькому родовищі здійснюється від артезіанської свердловини №5 на підставі дозволу на спеціальне водокористування № №77/ЧГ/49д-23 від 06.11.2023р., виданого Державним агентством водних ресурсів України, з термін дії до 06.11.2028р.

У відповідності з геологічною будовою, гідрогеологічними умовами, вимогами ДБН В.2.5-74:2013, для захисту водозабірних свердловин і водоносного горизонту передбачена організація зони санітарної охорони (ЗСО) навколо свердловин, яка складається з першого, другого і третього поясів.

Перший пояс (суворого режиму) включає територію розміщення водозбору, майданчика водопровідних споруд і відповідного каналу; другий і третій пояси (обмежень і спостережень) включають територію, що призначається для охорони джерел водопостачання від забруднення.

Загальна оцінка радіаційного стану на території Малодівицького родовища виконується щорічно. Рівні гамма випромінювання на майданчику та технологічному обладнанні промислових майданчиків Малодівицького родовища знаходяться у межах природного радіаційного фону, не перевищують допустимих рівнів та не завдають негативного впливу на довкілля чи населення.

В процесі експлуатації та обслуговування об'єктів Малодівицького родовища утворюються відходи різних класів небезпеки. Тимчасове зберігання відходів на майданчику до передачі спеціалізованим підприємствам здійснюється у відповідності до вимог санітарного законодавства України в сфері поводження з відходами. Оцінка за видом та характеристикою утворених відходів проведена у розділі 1.5.4.

Сукупний кумулятивний вплив забруднення атмосферного повітря визначається з врахуванням даних фонових концентрацій забруднюючих речовин. Фонові концентрації надані Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА (Додаток 2).

За даними фонового забруднення атмосферного повітря не спостерігається екологічної проблеми з викидами забруднюючих речовин, та не має перевищення гранично допустимої концентрації максимально разової по всім фоновим речовинам. Вміст забруднюючих речовин, не перевищує встановлені санітарно-гігієнічні нормативи ГДК м.р. для атмосферного повітря населених місць, що не порушує Закону України „Про забезпечення санітарно-епідеміологічного благополуччя населення”.

Розрахунки розсіювання, виконані з врахуванням фонового забруднення атмосферного повітря, тобто з врахуванням вкладу інших забруднювачів повітря, показали відсутність

перевищень над нормативами гранично допустимих концентрацій (таблиця 5.23). Внесок підприємства в забруднення атмосфери допустимий і відповідає вимогам санітарно-гігієнічних нормативів.

Виходячи з вимог екологічного та санітарного законодавства України, а також нормативних документів щодо забезпечення техногенної безпеки, на підставі проведеної комплексної оцінки впливу діяльності з повернення СПВ на навколишнє природне, соціальне і техногенне середовища, з урахуванням діючих в районі розміщення об'єкта природних, соціальних і техногенних факторів і умов, прийнятий в проекті комплекс проектних рішень оцінюється як оптимальний.

### 13 СПИСОК ПОСИЛАНЬ

- [1] Закон України “Про охорону навколишнього природного середовища”
- [2] Закон України “Про оцінку впливу на довкілля”
- [3] Закон України “Про охорону атмосферного повітря”
- [4] Закон України “Про рослинний світ”
- [5] Кодекс України “Про надра”
- [6] Земельний кодекс України
- [7] Водний кодекс України
- [8] ДБН А.2.2-1:2021 Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на наколишне середовище (ОВНС).
- [9] Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів, затверджені Наказом МОЗ України № 173 від 19 червня 1996.
- [10] Закон України „Про охорону земель”
- [11] ДСТУ ISO 14001:2015 Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосовування (ISO 14001:2015, IDT
- [12] Васильев А.Н. Организация гидрохимического мониторинга в условиях нефтегазоносного северо-востока Украины / А. Н. Васильев, Н. Е. Журавель, П. В. Клочко. – Харьков: Экограф, 2001. – 112 с
- [13] Стандарт державної геологічної служби України. Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ. СОУ 73.1-41-11.00.01:2005.
- [14] Стандарт державної геологічної служби України. Охорона довкілля. Рекультивация земель, порушених під час споруджування свердловин на нафту і газ. СОУ 73.1-41-11.00.02:2011.
- [15] ДСТУ 3041-95 Система стандартів у галузі охорони навколишнього середовища та раціонального використання ресурсів. Гідросфера. Використання і охорона води.
- [16] Гігієнічний регламент допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць затверджено Наказом Міністерства охорони здоров'я України від 14 січня 2020 року № 52
- [17] “Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами”, Донецьк, 2004.
- [18] Методика визначення ГКД 34.02.305-2002 “Викиди забруднюючих речовин в атмосферу від енергетичних установок”.
- [19] “Сборник методик по расчету содержания загрязняющих веществ в выбросах от неорганизованных источников загрязнения атмосферы”, Донецк, 1994.
- [20] “Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.” ОНД-86. ГОСКОМГИДРОМЕТ.
- [21] “Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами.” ГОСКОМГИДРОМЕТ, 1986.
- [22] “Водоспоживання та водовідведення при бурінні свердловин, видобуванні нафти і газу. Правила розроблення норм і нормативів.” СОУ 09.1-20077720-020:2014. НАК “Нафтогаз України”, Київ, 2014.
- [23] ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвучу та інфразвучу.
- [24] ДБН В.1.1-31:2013 Захист територій, будинків і споруд від шуму.
- [25] Звіт з проведення післяпроектного моніторингу „Продовження видобування на Малоодівському нафтогазоконденсатному родовищі корисних копалин – вуглеводнів (нафта, газ природний, газ розчинений у нафті, конденсат, супутні – етан, пропан, бутани)” за 2024 рік. АТ „Укрнафта”, Івано-Франківськ, 2025.

[26] “Державні санітарні норми і правила захисту населення від впливу електромагнітних випромінювань”, наказ Міністерства охорони здоров’я України № 239 від 01.08.1996 р. (Із змінами, внесеними згідно з Наказами Міністерства охорони здоров’я № 266 від 13.03.2017, № 1477 від 27.11.2017).

[27] ДСТУ-Н Б В.1.1-35:2013 “Настанови з розрахунку рівнів шуму в приміщеннях і на територіях”.

[28] Звіт з оцінки впливу на довкілля „Продовження видобування на Малодівицькому нафтогазоконденсатному родовищі корисних копалин – вуглеводнів (нафта, газ природний, газ розчинений у нафті, конденсат, супутні – етан, пропан, бутани)”, Київ, 2019 рік

[29] Інтернет ресурс – <https://en-gb.topographic-map.com/map-wmv51/Ukraine/?center=48.41334%2C24.70803&zoom=13>.

[30] Інтернет ресурс – <https://www.windy.com>.

[31] Інтернет-ресурс – <http://emerald.net.ua/>.

[32] Інтернет ресурс – <https://pzf.land.kiev.ua/pzf-spisok.html>

## Додаток 1

## Спеціальний дозвіл на користування надрами. Договори оренди земельних ділянок



Державна служба геології та надр України

**СПЕЦІАЛЬНИЙ ДОЗВІЛ**  
на користування надрами



Регістраційний номер: [REDACTED]

Дата видачі: **від 5 жовтня 1998 року**

Підстава надання: **наказ від 26.12.2018 № 519 (продовжено строк дії та внесено зміни)**

*(дата прийняття наказу містить Держгеонадр, провагому. Міжвідомчої комісії з оцінки умов для виконання заходів з метою провагому або виконання державного балансу на дозовору діяти-продовжити)*

Вид користування надрами відповідно до статті 14 Кодексу України про надра, статті 13 Закону України «Про нафту і газ» та пункту 5 Порядку видачі спеціальних дозволів на користування надрами: **видобування**

Мета користування надрами: **продовження видобування вуглеводнів**

Відомості про ділянку надр (геологічну територію відповідно до державного балансу запасів корисних копалин України), що надається у користування:

назва родовища: **Малодівницьке родовище**

географічні координати: [REDACTED]

ПШ  
СхД

географічні координати: [REDACTED]

ПШ  
СхД

місцезнаходження: **Чернігівська область, Прилуцький район**  
*(область, район, місцевість, пункт)*

прин'язка на місцевості відповідно до адміністративно-територіального устрою України: **[REDACTED] на північний захід від м. Прилуки**  
*(відміток, відстань від найближчого населеного пункту, залізничної станції, природоохоронної об'єкції)*

площа: **8,38 км<sup>2</sup>**

Обмеження щодо глибини використання (у разі потреби):

Вид корисної копалини відповідно до переліку корисних копалин загальнодержавного та місцевого значення, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 12 грудня 1994 р. № 827

нафта, газ, розчинений у нафті, супутні компоненти: **етан, пропан, бутани**

Загальний обсяг запасів (ресурсів) на час надання спеціального дозволу на користування надрами (основні, супутні):

Станом на 01.01.2018:

**нафта (тис. т):** кат. В – 3487 (загальні), 477 (код класу 111), 3010 (код класу 221); кат. С<sub>1</sub> – 1888 (загальні), 199 (код класу 111), 16 (код класу 121), 1673 (код класу 221);  
**газ, розчинений у нафті (млн. м<sup>3</sup>):** кат. В – 723 (загальні), 45 (код класу 111), 678 (код класу 221); кат. С<sub>1</sub> – 511 (загальні), 47 (код класу 111), 464 (код класу 221);  
**етан у розчиненому газі (тис. т):** кат. В – 155 (загальні), 11 (код класу 111), 144 (код класу 221); кат. С<sub>1</sub> – 115 (загальні), 11 (код класу 111), 104 (код класу 221);  
**пропан у розчиненому газі (тис. т):** кат. В – 264 (загальні), 22 (код класу 111), 242 (код класу 221)

ГК-Промисл. Сер. 11-018-2019, П. 10

221); кат. С1 – 195 (загальні); 21 (код класу 111), 172 (код класу 221);  
 бутани у розчиненому газі (тип. т); кат. В – 182 (загальні), 20 (код класу 111), 162 (код класу  
 221); кат. С1 – 112 (загальні), 12 (код класу 111), 100 (код класу 221).

(об'єкти надрів, концесії, об'єкти)

Ступінь освоєння надр: **експлуатація з 1974 року**  
 (розробляється, не розробляється)

Відомості про затвердження  
 (спробацію) запасів корисної  
 копалини (зазначається у разі  
 відобування): **ДКЗ України, протокол від 05.06.2000 № 555**  
 (дата складення, номер актомату, міськи/районні органи)

Джерело фінансування робіт, які  
 здійснює виконавець надрокористувач під  
 час користування надрами: **власні кошти**  
 (державні або матеріальні цінності)

Особливі умови:

1. Виконання рекомендацій ДКЗ України, протокол від 05.06.2000 № 555.
2. Виконання умов Мінприроди – лист від 17.12.2018 № 5/4-11/13645-18.
3. Своєчасна і в повному обсязі сплата обов'язкових платежів до Державного бюджету згідно з чинним законодавством.
4. Регулярно здійснювати комплекс досліджень (включаючи геофізичні) та вимірювань з метою контролю за розробкою родовища згідно з діючими правилами розробки газових та газоконденсатних, нафтових та газонафтових родовищ.
5. Щорічна звітність, перед Держгеонадрами про стан запасів вуглеводнів за формою 6-гр.
6. Обмежене розпорядження видобутими корисними копалинами відповідно до статті 10 Закону України «Про нафту і газ» та статті 24 Кодексу України про надра.
7. Обов'язкове проведення процедури оцінки впливу на довкілля відповідно до Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» у строк, що не перевищує шести місяців з дня внесення повідомлення про планову діяльність до Єдиного реєстру з оцінки впливу на довкілля, крім випадків, передбачених зазначеним Законом.

Відомості про власника: **ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРНАФТА»**  
**КОД 00135390**  
**04053, М. КИЇВ, ПРОВУЛОК НЕСТОРІВСЬКИЙ, БУДИНОК 3-5**  
 (назва/позначення юридичної особи, код за ЄДРПОУ або подібне, і/або по батьківській фірмі/а/або – підприємству, підприємцю, фізичній особі, підприємцю, підприємцю)


Відомості про погодження надання  
 спеціального дозволу на користування  
 надрами: **Мінприроди – лист від [REDACTED]**  
 (найменування органу, який видає спеціальний дозвіл; номер актомату чи номер документа про погодження)

Строк дії спеціального дозволу на  
 користування надрами (кількість  
 років): **строк дії продовжено на 20 (двадцять) років до 5 (п'ятого) жовтня 2038 (два  
 тисячі тридцять восьмого) року**  
 (найменування строку)

Уточнює про умови користування ділянкою надр є  
 складом спеціального дозволу на користування  
 надрами з визначенням умов  
 користування ділянкою надр: [REDACTED]  
 (дата складення чи номер актомату про умови користування надрами)

Особа, уповноважена підписати спеціальний дозвіл на користування надрами:

**Заступник директора  
 Департаменту – начальник  
 відділу з надання надр у  
 користування Департаменту  
 дозвільної та міжнародної  
 діяльності**

  
 (підпис)

**І.В. Тимошенко**  
 (ім'я та прізвище)

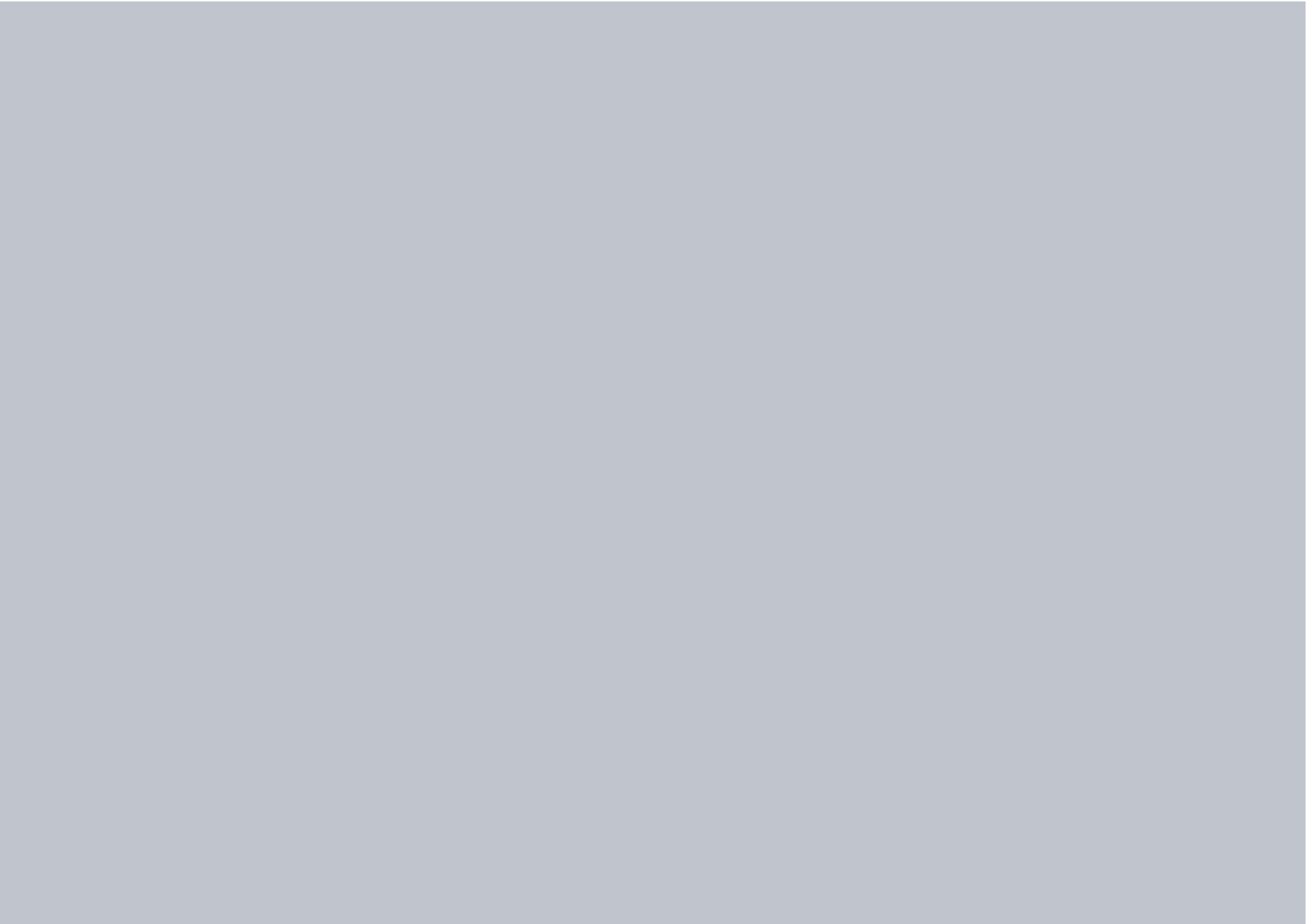
Д.Д. 01/2017 інвентар



**ДЕРЖАВНИЙ  
АКТ  
НА ПРАВО ПОСТІЙНОГО  
КОРИСТУВАННЯ ЗЕМЛЕЮ**







01/2014

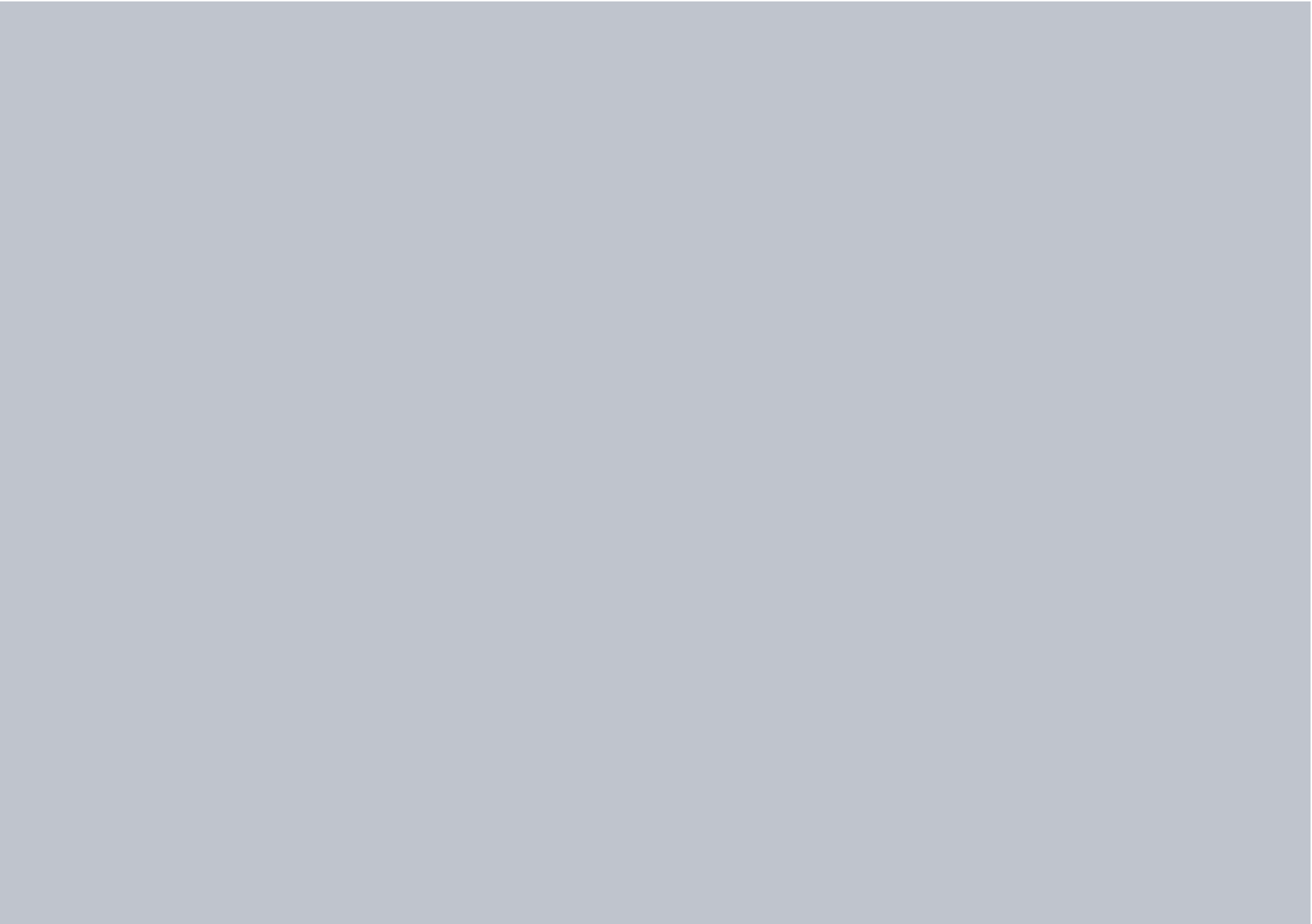
інвентар, 3.



**ДЕРЖАВНИЙ  
АКТ  
НА ПРАВО ПОСТІЙНОГО  
КОРИСТУВАННЯ ЗЕМЛЕЮ**







## Додаток 2

## Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА про видачу величин фонових концентрацій забруднюючих речовин



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ  
З ПИТАНЬ БЕЗПЕЧНОСТІ ХАРЧОВИХ  
ПРОДУКТІВ ТА ЗАХИСТУ  
СПОЖИВАЧІВ  
Держпродспоживслужба

ГОЛОВНЕ УПРАВЛІННЯ  
ДЕРЖПРОДСПОЖИВСЛУЖБИ  
В ЧЕРНІГІВСЬКІЙ ОБЛАСТІ

вул. 1 Травня, 180, м. Чернігів, 14034  
тел./факс (04622) 3-01-19,  
E-mail: post@dpssc.gov.ua,  
сайт: https://dpssc.gov.ua  
код згідно ЄДРПОУ 40310334

STATE SERVICE OF UKRAINE  
ON FOOD SAFETY  
AND CONSUMERS PROTECTION  
SSUFSCP

MAIN ADMINISTRATION  
OF SSUFSCP  
IN CHERNIHIV REGION

180, 1 May str., Chernihiv, 14034,  
phone/fax: (04622) 3-01-19,  
E-mail: post@dpssc.gov.ua,  
WEB: https://dpssc.gov.ua  
код згідно ЄДРПОУ 40310334

№ 01-05-02-29/3222 від 09.11.2022 р. на № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

ПАТ «УКРНАФТА»  
провул. Несторівський, буд. 3 – 5, м. Київ, 04053

Головне управління Держпродспоживслужби в Чернігівській області розглянуло надані матеріали (заява від 01.11.2022 вх. № 5160/01-12 та Величини фонових концентрацій забруднювальних речовин (визначені розрахунковим методом) від 10.08.2022 № 04-20/1113, видані Департаментом екології та природних ресурсів Чернігівської обласної державної адміністрації), та повідомляє наступне.

Відповідно до Порядку визначення величин фонових концентрацій забруднювальних речовин в атмосферному повітрі, затвердженого Наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 30.07.2001 № 286, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України від 15.08.2001 № 700/5891, Головне управління Держпродспоживслужби в Чернігівській області погоджує величини фонових концентрацій забруднювальних речовин, визначені розрахунковим методом для ПАТ «Укрнафта» нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз» (діюче підприємство), за адресою: м. Прилуки, Чернігівська область.

Додаток: на 3 арк. в 1 прим.

Начальник

Юрій ПАВЛИШЕН



Найменування речовин	Концентрація							
	Напрямок вітру							
	Пн	ПнС	С	ПдС	Пд	ПдЗ	З	ПнЗ
пил неорганічний, що містить двоокис кремнію в %: - більше 70 (дінаста ін.)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
метан	20	20	20	20	20	20	20	20
етан	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
бутан	80	80	80	80	80	80	80	80
пропан	26	26	26	26	26	26	26	26
пентан	40	40	40	40	40	40	40	40
гексан	24	24	24	24	24	24	24	24

Директор  
(посада)

  
(підпис)

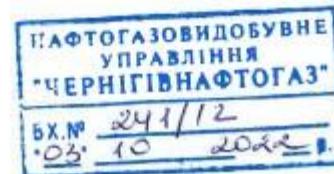
Катерина САХНЕВИЧ  
(ІІІ)

Територіальні органи Держпродспоживслужби:

НАЧАЛЬНИК  
(посада)

  
(підпис)

Юрій ПАВЛІШЕН  
(ІІІ)





**Додаток 3**  
**Лист Чернігівського обласного центру з гідрометеорології щодо кліматичної**  
**характеристики**



Державна служба України з надзвичайних ситуацій

**ЧЕРНІГІВСЬКИЙ ОБЛАСНИЙ ЦЕНТР З ГІДРОМЕТЕОРОЛОГІЇ**  
**(Чернігівський ЦГМ)**

вул. Малахова, 12, м. Чернігів, 14017, тел./факс (0462) 67-84-64, 67-71-45; тел. 67-72-17

E-mail: [pgdchernigiv@meteo.gov.ua](mailto:pgdchernigiv@meteo.gov.ua)

Код ЄДРПОУ 14228824

Від 19.09. 2022 р. № 9925-06/09.2-53

На № 01/01/11/06/03/17-02/01/308 Від 26.07. 2022 р.

**НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ**  
**«ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «УКРНАФТА»**

Метеорологічні характеристики і коефіцієнти, які визначають умови  
розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі  
населеного пункту м. Прилуки

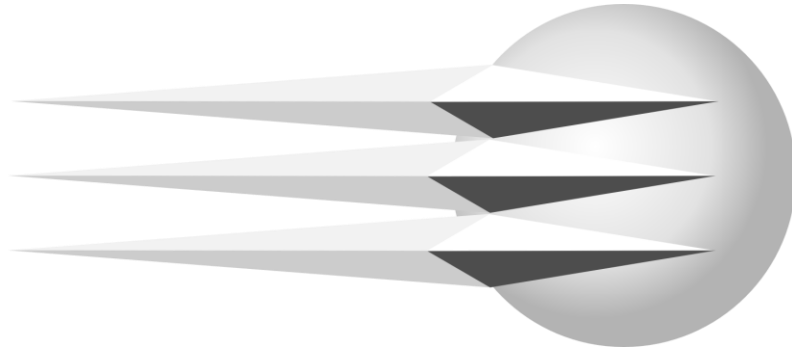
Найменування характеристик	Величина
Коефіцієнт, який залежить від стратифікації атмосфери, А	180
Коефіцієнт рельєфу місцевості	1
Середня максимальна температура повітря найтеплішого місяця року, °С	27,3
Середня мінімальна температура повітря найхолоднішого місяця року, °С	-6,9
Середня за рік повторюваність напрямків вітру, %	
Північ	17
Північний схід	11
Схід	9
Південний схід	10
Південь	16
Південний захід	9
Захід	13
Північний захід	15
Швидкість вітру, повторюваністю 5% і більше, м/с	4-5

Начальник центру

Руслан ОВССЕНКО



Додаток 4  
Розрахунки розсіювання забруднюючих речовин в атмосфері



**EOL+**

**РОЗРАХУНОК РОЗСІЮВАННЯ  
ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРІ**

Повернення СПВ в поглинаючий горизонт тріасу при видобуванні  
корисних копалин (вуглеводнів) з використанням свердловин 25,  
36, 41, 49

## ЗАВДАННЯ НА РОЗРАХУНОК

ТАБЛИЦЯ 1. Перелік проммайданчиків

Код проммайданчика	Найменування проммайданчика
1	ГЗСУ Малодівницького родовища

ТАБЛИЦЯ 2. Перелік речовин

Код р-ни	Найменування речовини
2902	Суспендовані частинки, недиференційовані за складом
301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту
337	Оксид вуглецю

ТАБЛИЦЯ 3. Перелік груп сумачій

Код групи	Речовини що складають групи сумачій (коди)										Коефіцієнт потенц.
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	

ТАБЛИЦЯ 4. Параметри розрахункових майданчиків

N п/п	Коорд. центра сим.		Довжина, м	Ширина, м	Крок сітки		Кут повороту розр. майд. відн. вісі ОХ загальної сист. коорд., град.	Ознака зони
	X, м	Y, м			вісь ОХ, м	вісь ОУ, м		
1	100	100	2000	2000	100	100	0	0

ТАБЛИЦЯ 5. Завдання на розрахунок

Найменування міста	Швидкість вітру в м/с					Швидкість вітру в долях (Umc)					Крок перебору небезпечних напрям. вітру	Фікс. напр. вітру	К-ість найб. вклад.	Число макс. концен.	Ознака обчис. фону
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					
Селище Мала Дівиця	0,5	2	5	11		0,5	1	1,5	2	2,5	10		5	10	1

## Результати розрахунку

Точки найбільших концентрацій та перелік джерел, що дають найбільший внесок

Речовина 301 (Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту)

Коорд.Х, м	Коорд.У, м	Конц. в точці мг/м <sup>3</sup>	Конц. в точці,долей ГДК	Напр. вітру, град.	Швид. вітру, м/с	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %
-234	92	0,080306	0,401530	10,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
500	-100	0,080305	0,401526	200,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-200	-100	0,080303	0,401514	340,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
100	-300	0,080301	0,401504	280,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
300	400	0,080299	0,401497	110,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-100	-200	0,080299	0,401493	320,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
400	300	0,080298	0,401489	130,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
0	-400	0,080296	0,401480	290,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
0	300	0,080296	0,401478	60,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
600	100	0,080295	0,401476	170,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Речовина 337 (Оксид вуглецю)

Коорд.Х, м	Коорд.У, м	Конц. в точці мг/м <sup>3</sup>	Конц. в точці,долей ГДК	Напр. вітру, град.	Швид. вітру, м/с	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %
-234	92	0,438261	0,087652	10,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
500	-100	0,438147	0,087629	200,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-200	-100	0,437859	0,087572	340,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
100	-300	0,437619	0,087524	280,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
300	400	0,437430	0,087486	110,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-100	-200	0,437335	0,087467	320,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
400	300	0,437223	0,087445	130,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
0	-400	0,437001	0,087400	290,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
0	300	0,436971	0,087394	60,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
600	100	0,436913	0,087383	170,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

## 3000 / 2902 Суспендовані частинки, недиференційовані за складом

Коорд.Х, м	Коорд.У, м	Конц. в точці мг/м3	Конц. в точці,долей ГДК	Напр. вітру, град.	Швид. вітру, м/с	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %
-234	92	0,204591	0,409183	10,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
500	-100	0,204578	0,409155	200,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-200	-100	0,204543	0,409086	340,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
100	-300	0,204514	0,409029	280,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
300	400	0,204492	0,408983	110,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-100	-200	0,204480	0,408960	320,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
400	300	0,204467	0,408934	130,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
0	-400	0,204440	0,408880	290,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
0	300	0,204437	0,408873	60,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
600	100	0,204430	0,408859	170,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

## Концентрації у заданих точках

Речовина 4001 / 301 Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту

Коорд.Х, м	Коорд.У, м	Конц. в точці мг/м3	Конц. в точці,долей ГДК	Напр. вітру, град.	Швид. вітру, м/с	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %
143	-274	0,080276	0,401378	270,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-234	92	0,080306	0,401530	10,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
481	92	0,080287	0,401434	170,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
125	460	0,080248	0,401238	90,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

## Речовина 6000 / 337 Оксид вуглецю

Коорд.Х, м	Коорд.У, м	Конц. в точці мг/м3	Конц. в точці,долей ГДК	Напр. вітру, град.	Швид. вітру, м/с	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %
143	-274	0,434452	0,086890	270,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-234	92	0,438261	0,087652	10,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
481	92	0,435854	0,087171	170,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
125	460	0,430955	0,086191	90,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

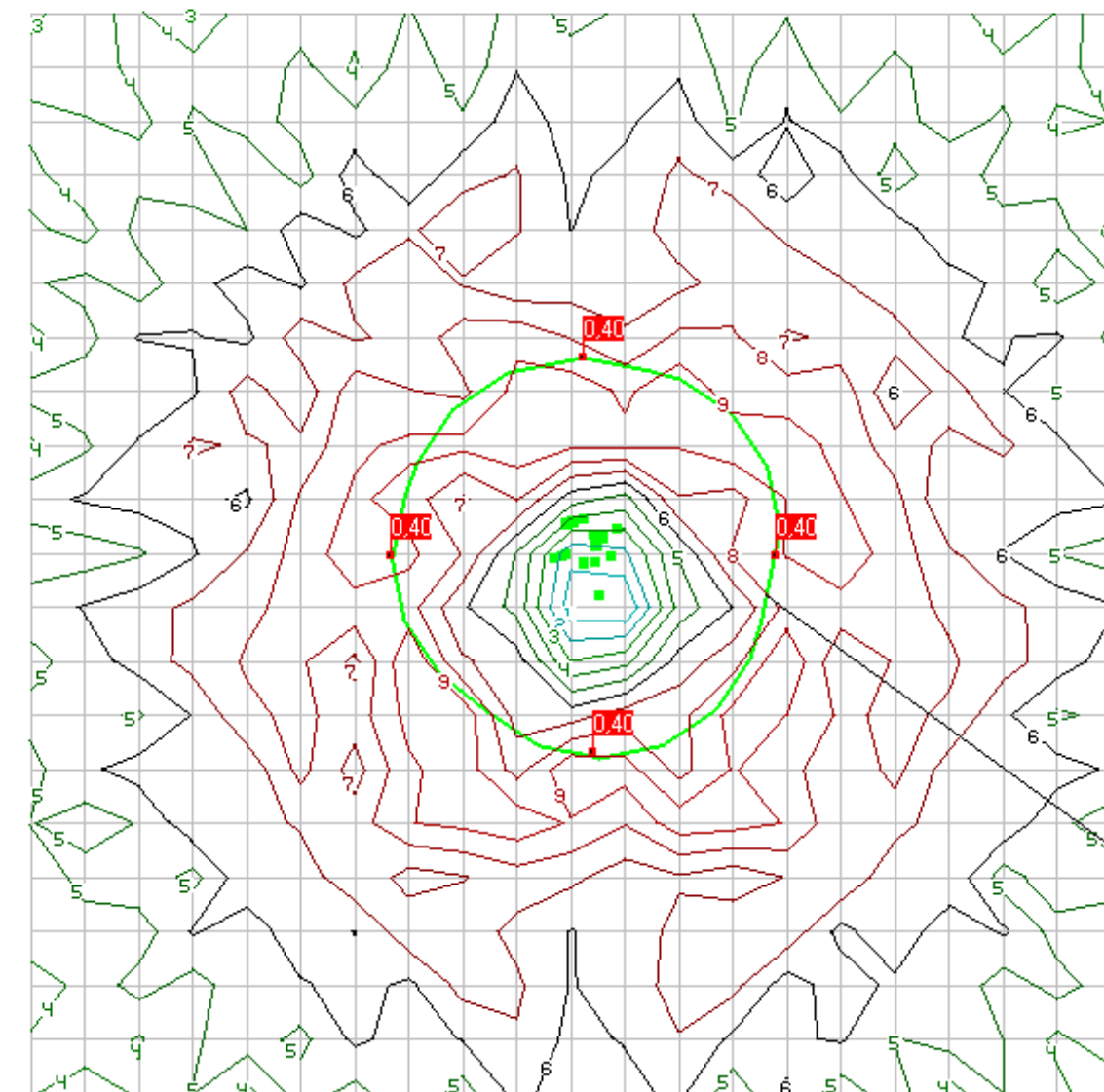
## Речовина 2902 Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом

Коорд.Х, м	Коорд.У, м	Конц. в точці мг/м3	Конц. в точці,долей ГДК	Напр. вітру, град.	Швид. вітру, м/с	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %	Код джерела	Внесок, %
143	-274	0,204134	0,408269	270,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
-234	92	0,204591	0,409183	10,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
481	92	0,204302	0,408605	170,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
125	460	0,203715	0,407429	90,00	4,23	3310	100,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Речовина 04001 / 301 Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид аз

1100

-900



0	-	0.401	µg/m³
1	-	0.401	µg/m³
2	-	0.401	µg/m³
3	-	0.401	µg/m³
4	-	0.401	µg/m³
5	-	0.401	µg/m³
6	-	0.401	µg/m³
7	-	0.400	µg/m³
8	-	0.400	µg/m³
9	-	1.000	µg/m³

межа С33

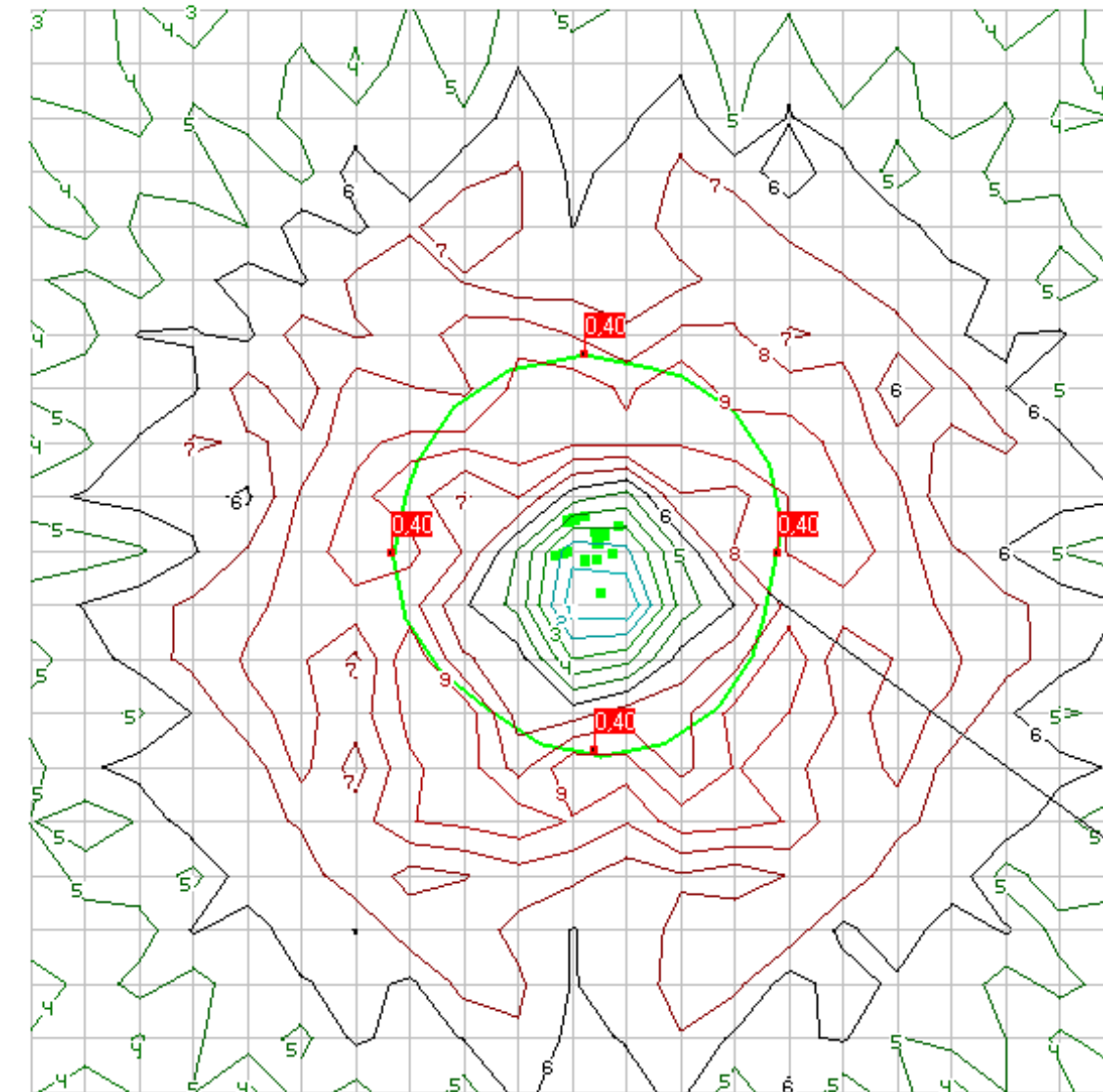
-900

1100

Речовина 04001 / 301 Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид аз

1100

-900



0	-	0.401	ГДК
1	-	0.401	ГДК
2	-	0.401	ГДК
3	-	0.401	ГДК
4	-	0.401	ГДК
5	-	0.401	ГДК
6	-	0.401	ГДК
7	-	0.401	ГДК
8	-	0.401	ГДК
9	-	0.401	ГДК
10	-	0.400	ГДК
11	-	0.400	ГДК
12	-	1.000	ГДК

межа С33

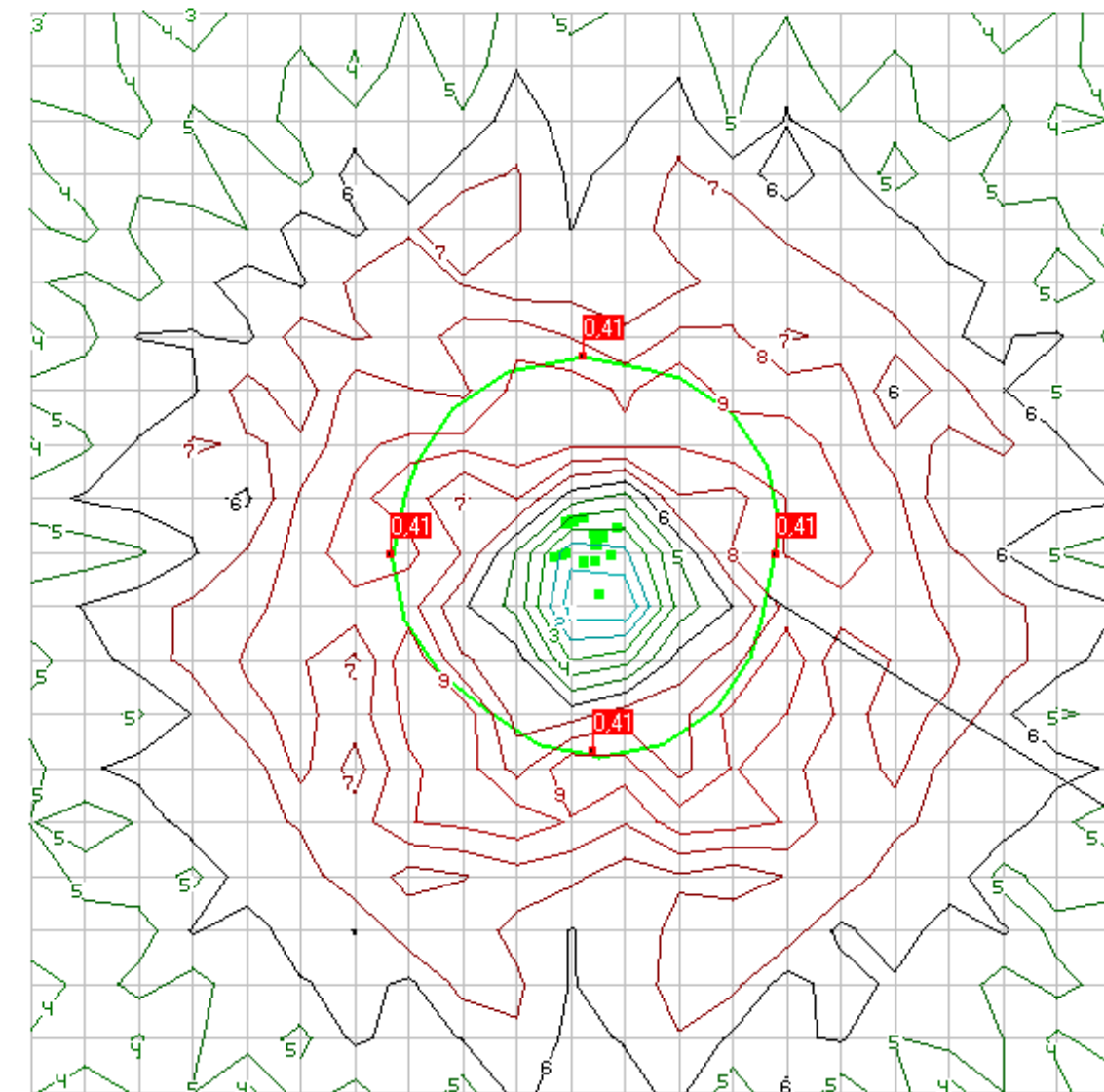
-900

1100

Речовина 03000 / 2902 Суспендовані частинки, недиференційовані за складом

1100

-900

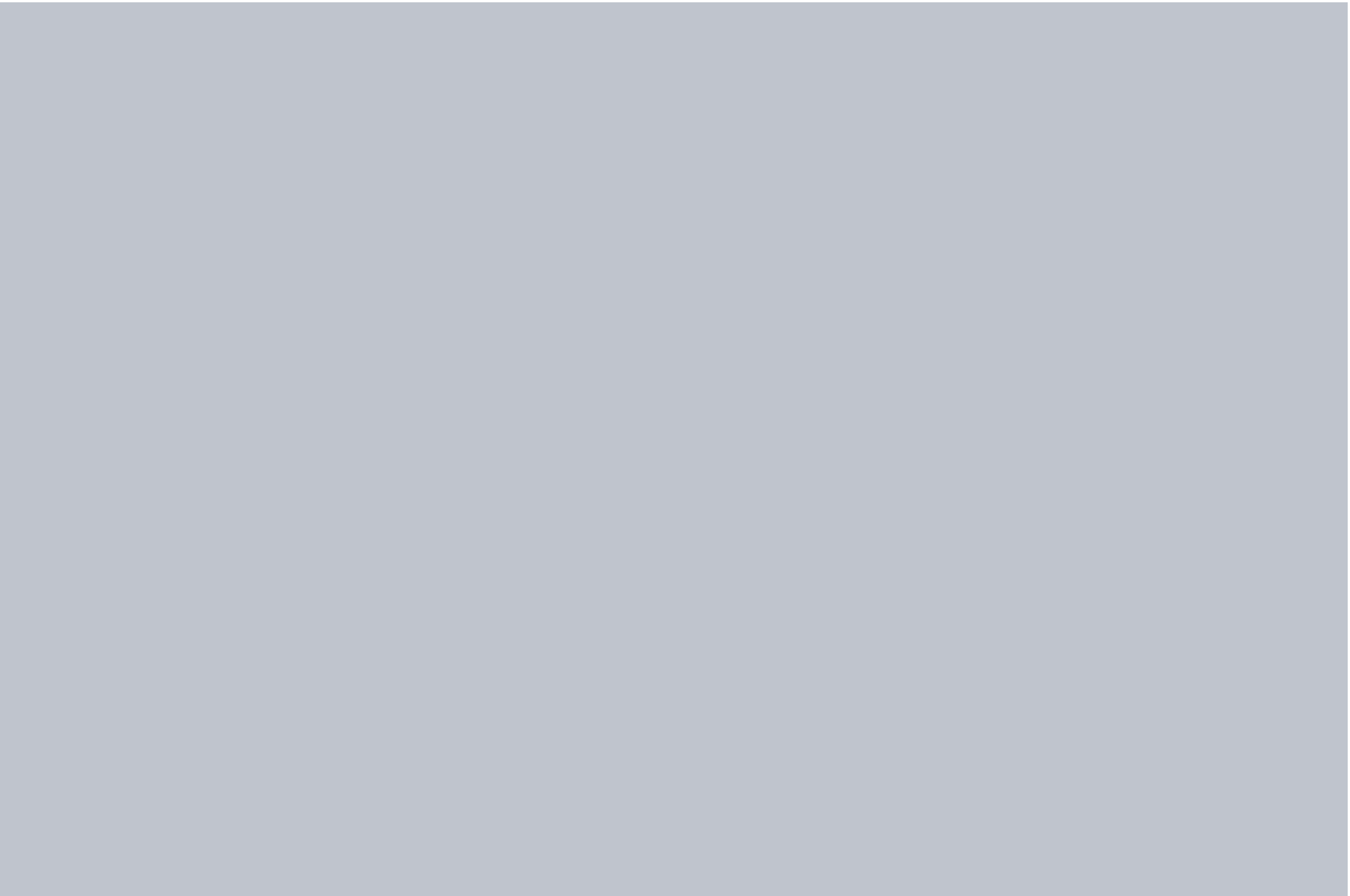


0	-	0.408	ГДК
1	-	0.407	ГДК
2	-	0.406	ГДК
3	-	0.405	ГДК
4	-	0.404	ГДК
5	-	0.403	ГДК
6	-	0.402	ГДК
7	-	0.401	ГДК
8	-	1.000	ГДК

межа С33

-900

1100





## Додаток 5

## Свідоцтво про технічну компетентність Служби охорони довкілля і моніторингових досліджень АТ „Укрнафта”

**МІНІСТЕРСТВО ЕКОНОМІКИ УКРАЇНИ**

**ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО**  
**“ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР**  
**СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ ТА СЕРТИФІКАЦІЇ”**

На заміну свідоцтва  
№ ІФ 498 від 18.12.2023

**СВІДОЦТВО**  
**ПРО ТЕХНІЧНУ КОМПЕТЕНТНІСТЬ**

№ ІФ 284                      Видане ” 24 ” березня 2025 р.  
Чинне до ” 17 ” грудня 2026 р.

Це свідоцтво засвідчує, що служба охорони довкілля і моніторингових досліджень Департаменту екологічної безпеки, охорони праці та пожежної безпеки ПАТ «Укрнафта» 04053, місто Київ, провулок Несторівський, 3-5 код 00135390, місце провадження діяльності: 76019, місто Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2; місто Охтирка, вулиця Київська, 164а є технічно компетентною при проведенні вимірювань та відповідає вимогам ДСТУ ISO 10012:2005 «Системи керування вимірюванням. Вимоги до процесів вимірювання та вимірювального обладнання».

Галузь технічної компетентності наведена в додатку до цього свідоцтва і є його невід’ємною частиною.



В.о.генерального директора                      **Володимир СОКОЛОВСЬКИЙ**

М.П.

## Додаток 6

## Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо зауважень громадян



**ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ  
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ**

пр-т Миру, 14, м. Чернігів, 14000, тел./факс (0462) 67-48-72,  
E-mail: deko\_post@cg.gov.ua, сайт: www.eco.cg.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 38709568

від \_\_\_\_\_ № 06-06/ \_\_\_\_\_

На № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

Акціонерне товариство «Укрнафта»  
провулок Несторівський, будинок 3-5,  
місто Київ, 04053

*Про зауваження та пропозиції до  
планованої діяльності*

Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської обласної державної адміністрації на виконання статті 5 Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» розглянув повідомлення про плановану діяльність щодо повернення супутніх пластових вод (СПВ) в підземний поглинаючий горизонт тріасу під час продовження видобування корисних копалин (вуглеводнів) в межах Малодивицького родовища (реєстраційний номер справи у Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля № 14190), яка підлягає оцінці впливу на довкілля, та в межах компетенції повідомляє наступне.

Протягом 12 робочих днів з дня офіційного оприлюднення вказаного повідомлення про плановану діяльність зауваження та пропозиції до планованої діяльності, обсягу досліджень та рівня деталізації інформації, що підлягає включенню до звіту з оцінки впливу на довкілля, від громадських організацій та окремих громадян до Департаменту не надходило.

Директор

Олександр ЛОСЬ

Світлана Глухова (0462) 65-37-07



р.н. 06-06/2331  
від 2025-09-30  
Лось Олександр Васильович  
3FAA9288358EC00304000000C503390072EBD800

## Додаток 7

## Лист Департаменту екології та природних ресурсів Чернігівської ОДА щодо природно-заповідного фонду



УКРАЇНА

ЧЕРНІГІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ  
ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВпр-т Миру, 14, м. Чернігів, 14000, тел./факс (0462) 67-48-72, e-mail: dcko\_post@cg.gov.ua, сайт: www.eco.cg.gov.ua,  
код згідно з ЄДРПОУ 38709568

№ 08-08/ На № 01/01/09/24/03/17-02/01/521 від 17.09.2024

Публічне акціонерне товариство  
«Укрнафта»  
НГВУ «Чернігівнафтогаз»

[REDACTED], м. Прилуки, 17500

*Про надання інформації*

Департамент екології та природних ресурсів Чернігівської обласної державної адміністрації на ваш лист від 17.09.2024 №01/01/09/24/03/17-02/01/521 повідомляє.

На території Гнідинцівського та Малодівичького родовищ території та об'єкти природно-заповідного фонду відсутні. На території Ярошівського родовища знаходиться об'єкт природно-заповідного фонду місцевого значення – гідрологічний заказник «Українсько-Березівський».

В.о. директора

Олександр ЛОСЬ

Наталія Джума 67-48-72

р.н. 08-08/2142  
від 2024-08-19  
Лось Олександр Васильович  
3FAA9288358EC00304000000C503390072EBD800

**Додаток 8**  
**Копії договорів на передачу відходів**

**ТИПОВИЙ ДОГОВІР** *01006/2806-49/25-51*  
з індивідуальним споживачем про надання послуги з управління побутовими відходами  
селище Варва « 26 » 06 2025 року

**КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ГОСПОДАР» ВАРВИНСЬКОЇ СЕЛИЩНОЇ РАДИ ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**, в особі директора **Олександра ЛОМАКИ**, який діє на підставі Статуту, (далі - виконавець), з однієї сторони, і

**НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «УКРНАФТА»** код ЄДРПОУ 00135390, в особі виконуючого обов'язки начальника управління **Віталія БУЛАНЦОВА**, який діє на підставі Довіреності №506 від 14 травня 2025 року з іншої сторони (далі - сторони), уклали цей договір про таке.

**Предмет договору**

1. Виконавець надає послугу відповідної якості згідно з графіком, а споживач своєчасно оплачує її за встановленими тарифами за видами побутових відходів у строки і на умовах, передбачених цим договором, на підставі рішення Виконавчого комітету Варвинської селищної ради Прилуцького району Чернігівської області «Про введення в дію рішення конкурсної комісії» від 25 квітня 2024 року №62 та відповідно до правил благоустрою території населеного пункту, затверджених рішенням Варвинської селищної ради Прилуцького району Чернігівської області «Про затвердження Правил благоустрою території населених пунктів Варвинської селищної ради» від 18 жовтня 2018 року №26-17/18отг з урахуванням регіонального та місцевого планів управління відходами, затверджених

-----  
(дата та номер акта про затвердження регіонального та місцевого планів управління відходами)

які розміщені на офіційному веб-сайті органу місцевого самоврядування або виконавця за посиланням: <https://varvynska-gromada.gov.ua/>.

**Надання послуги за видами побутових відходів**

2. Виконавець надає споживачу послугу з управління зі змішаними відходами. Обсяг послуг становить **72 м3** за рік.

3. Послуга з управління побутовими відходами (далі - послуга) надається за системами (необхідне зазначити у таблиці для кожного виду побутових відходів):

Вид побутових відходів	Контейнерна система	Безконтейнерна система	Пункт роздільного збирання (зокрема мобільний)	За заявкою
1. Змішані відходи	X	-	-	X
2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі (заповнюється за наявності):	-	-	-	-
паперу, картону	-	-	-	-
скла	-	-	-	-
пластику	-	-	-	-
деревини	-	-	-	-
текстилю	-	-	-	-
металу	-	-	-	-
упаковки	-	-	-	-
біовідходи	-	-	-	-
відходи зелених насаджень	-	-	-	-
відходи електричного та електронного обладнання	-	-	-	-
відходи батарей та акумуляторів	-	-	-	-
небезпечні відходи у складі побутових	-	-	-	-
3. Великогабаритні відходи	-	-	-	-
4. Ремонтні відходи	-	-	-	-

4. Під час збирання побутових відходів за контейнерною системою використовуються технічно справні контейнери:

Вид побутових відходів	Кількість контейнерів, одиниць	Місткість контейнера, куб. метрів	Власність контейнера
1. Змішані відходи	1	1	КП «Господар»

2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі (заповнюється за наявності):	-	-	-
паперу, картону	-	-	-
скла	-	-	-
пластику	-	-	-
деревини	-	-	-
текстилю	-	-	-
металу	-	-	-
упаковки	-	-	-
біовідходи	-	-	-
відходи зелених насаджень	-	-	-
відходи електричного та електронного обладнання	-	-	-
відходи батарей та акумуляторів	-	-	-
небезпечні відходи у складі побутових	-	-	-
3. Великогабаритні відходи	-	-	-
4. Ремонтні відходи	-	-	-

5. Графік та контакти для перевезення побутових відходів: за контейнерною або безконтейнерною системою, з пунктів роздільного збирання (зокрема мобільного), за заявкою:

Види побутових відходів	Графік та час перевезення зібраних побутових відходів	Адреса пункту роздільного збирання (зокрема мобільного)	Контактна інформація для замовлення перевезення побутових відходів за заявкою
1. Змішані відходи	з 8-00 до 17-00 понеділок-п'ятниця	---	Адреса: вул. Шевченка, 18, смт. Варва, Чернігівська обл., 17600 Тел.: (04636) 2-11-35, 2-11-34 E-mail: kpgospodar1@ukr.net
2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
(заповнюється за наявності):	X	X	X
паперу, картону	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
скла	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
пластику	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
деревини	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
текстилю	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
металу	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
упаковки	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X

Види побутових відходів	Графік та час перевезення зібраних побутових відходів	Адреса пункту роздільного збирання (зокрема мобільного)	Контактна інформація для замовлення перевезення побутових відходів за заявкою
біовідходи	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
відходи зелених насаджень	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
відходи електричного та електронного обладнання	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
відходи батарей та акумуляторів	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
небезпечні відходи у складі побутових	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
3. Великогабаритні відходи	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X
4. Ремонтні відходи	з _____ до _____ (дні тижня, дні місяця, шодня тощо)	X	X

6. Під час збирання побутових відходів за контейнерною системою (якщо такий контейнер є мобільним і не розміщений постійно на визначеному місці) споживач зобов'язаний за встановленим графіком виставляти контейнер у місці, погодженому з виконавцем.

7. Під час збирання побутових відходів за безконтейнерною системою споживач обов'язаний за встановленим графіком виставити пластикові пакети із зібраними відходами у місцях, погоджених з виконавцем.

8. Розташування споживачем контейнерів для збирання великогабаритних і ремонтних відходів здійснюється відповідно до вимог санітарно-епідеміологічного законодавства на спеціальному майданчику з твердим покриттям у місцях, погоджених з виконавцем.

#### Вимоги до якості послуги

9. Критеріями якості надання послуги з управління побутовими відходами є дотримання графіка збирання та перевезення побутових відходів, дотримання правил надання послуги та інших вимог законодавства.

#### Права та обов'язки споживача

10. Споживач має право:

1) одержувати своєчасно та належної якості послугу згідно із законодавством про житлово-комунальні послуги та про відходи і умовами договору;

2) без додаткової оплати одержувати від виконавця засобами зв'язку, зазначеними в розділі "Реквізити і підписи сторін" цього договору, інформацію про тарифи на послугу, загальну вартість місячного платежу, структуру тарифу, норми надання послуги, порядок надання послуги, графік збирання та перевезення побутових відходів, обсяги зібраних побутових відходів (за видами), обсяги побутових відходів, переданих на місця видалення відходів та/або об'єкти, що здійснюють відновлення відходів, з наведенням коду операції відповідно до Переліку операцій з видалення відходів та Переліку операцій з відновлення відходів, наведених в додатках 1 та 2 до Закону України "Про управління відходами";

3) на відшкодування збитків та шкоди, завданих його майну та життю або здоров'ю внаслідок нена належного надання або ненадання послуги;

4) на усунення виконавцем виявлених недоліків у наданні послуги у п'ятиденний строк з моменту звернення споживача;

5) на зменшення розміру плати за послугу у разі її ненадання, надання не в повному обсязі або зниження її якості;

6) на несплату вартості послуги за період тимчасової відсутності в житловому приміщенні (іншому об'єкті нерухомого майна) споживача та інших осіб понад 30 календарних днів за умови документального підтвердження такої відсутності;

7) на перевірку обсягу надання та якості послуги в установленому законодавством про житлово-комунальні послуги порядку;

8) складати та підписувати акти-претензії у зв'язку з порушенням правил надання послуги;

9) отримувати без додаткової оплати інформацію про проведені виконавцем нарахування плати за послугу (з розподілом за періодами та видами нарахувань) та отримані від споживача платежі;

10) на розірвання договору, попередивши про це виконавця не менш як за два місяці до дати розірвання договору, за умови допуску виконавця для здійснення технічного припинення надання послуги;

11) отримувати повну та достовірну інформацію про безпечність об'єктів відновлення побутових відходів.

11. Споживач зобов'язаний:

1) своєчасно вживати заходів до усунення виявлених неполадок, пов'язаних з отриманням послуги, що виникли з його вини;

2) оплачувати в установлений договором строк надану послугу;

3) дотримуватися правил пожежної безпеки та санітарних норм;

4) у разі несвоєчасного здійснення платежів за послугу сплачувати пеню в розмірі, встановленому відповідно до пункту 23 цього договору;

5) письмово інформувати виконавця про зміну власника об'єкта нерухомого майна протягом 30 календарних днів від дня настання такої події;

6) забезпечити роздільне збирання побутових відходів;

7) визначити разом з виконавцем місця розташування контейнерних майданчиків, створювати умови для вільного доступу до таких майданчиків;

8) обладнати контейнерні майданчики, утримувати їх у належному санітарному стані, забезпечувати освітлення в темний час доби;

9) забезпечити належне збирання та зберігання відходів, встановлення достатньої кількості контейнерів у разі застосування контейнерної системи для збирання побутових відходів з метою запобігання їх переповненню; утримувати контейнери відповідно до вимог санітарних норм і правил;

10) забезпечити передачу побутових відходів до системи управління побутовими відходами, а побутові відходи, на які поширюється розширена відповідальність виробника, - до системи приймання або роздільного збирання, створеної організаціями розширеної відповідальності виробників.

#### **Права та обов'язки виконавця**

12. Виконавець має право:

1) у разі застосування контейнерної системи вимагати від споживача встановити контейнери та обладнати контейнерні майданчики та забезпечувати їх утримання у належному санітарно-технічному стані, а у разі застосування безконтейнерної системи - територію для збирання пластикових пакетів з побутовими відходами;

2) вимагати від споживача своєчасно збирати та належним чином зберігати побутові відходи, встановлювати передбачену договором кількість контейнерів у разі застосування контейнерної системи та запобігати їх переповненню;

3) вимагати від споживача здійснювати роздільне збирання побутових відходів;

4) обмежити (припинити) надання послуги у разі її неоплати або оплати не в повному обсязі і порядку і строки, встановлені законом та договором, крім випадків, коли якість та/або обсяг надання послуги не відповідають умовам договору;

5) вимагати від споживача проведення протягом п'яти робочих днів робіт з усунення виявлених неполадок, що виникли з вини споживача, або відшкодування вартості таких робіт, проведені виконавцем;

6) отримувати інформацію від споживача про зміну власника об'єкта нерухомого майна.

13. Виконавець зобов'язується:

1) забезпечувати своєчасність надання, безперервність і відповідну якість послуги згідно і законодавством про житлово-комунальні послуги та про відходи та умовами договору, зокрема шляхом створення системи управління якістю відповідно до національних або міжнародних стандартів;

2) без додаткової оплати надавати в установленому законодавством порядку засобами зв'язку, зазначеними в розділі "Реквізити і підписи сторін" цього договору, необхідну інформацію про тарифи, загальну вартість місячного платежу, структуру тарифу, порядок надання послуги, графік збирання та перевезення побутових відходів, щомісячні обсяги зібраних побутових відходів (за видами), щомісячні обсяги різних видів побутових відходів, переданих іншим суб'єктам господарювання на місце видалення відходів або об'єкти відновлення відходів, з наведенням коду операції відповідно до Переліку операцій з видалення відходів та Переліку операцій з відновлення відходів, наведених в додатках 1 та 2 до Закону України "Про управління відходами";

3) розглядати у визначений законодавством строк претензії та скарги споживача і проводити відповідні перерахунки розміру плати за послугу в разі її ненадання, надання не в повному обсязі, несвоєчасно або неналежної якості, а також в інших випадках, визначених договором;

4) вживати заходів до усунення порушень якості послуги у строки, встановлені законодавством про житлово-комунальні послуги;

5) самостійно здійснювати перерахунок вартості послуги за весь період ненадання, надання не в повному обсязі або невідповідної якості, а також сплачувати неустойку (штраф) відповідно до пункту 23 цього договору;

6) своєчасно реагувати на виклики споживача, підписувати акти-претензії, вести облік вимог (претензій) споживача у зв'язку з порушенням порядку надання послуги;

7) своєчасно та власним коштом проводити роботи з усунення виявлених неполадок, пов'язаних з наданням послуги, що виникли з його вини;

8) інформувати споживача про намір зміни тарифів на послугу за видами побутових відходів відповідно до пункту 24 цього договору;

9) укладати договори із суб'єктами господарювання, які здійснюють відновлення та видалення побутових відходів. Якщо виконавцем послуги є адміністратор послуги, він також укладає договори із суб'єктами господарювання, які здійснюють збирання та перевезення побутових відходів;

10) забезпечувати утримання у належному санітарно-технічному стані контейнерів у разі перебування їх у власності суб'єкта господарювання, який здійснює збирання та перевезення побутових відходів;

11) забезпечувати ліквідацію звалища змішаних відходів протягом однієї доби з моменту його утворення на контейнерному майданчику через недотримання графіка перевезення, а також невідкладне проведення прибирання в разі розсипання побутових відходів під час завантаження у спеціально обладнаний для цього транспортний засіб;

12) проводити інформаційні кампанії для підвищення обізнаності громадськості з питань запобігання утворенню відходів та забрудненню навколишнього природного середовища.

#### Тариф та порядок оплати послуги

14. Згідно з рішенням Виконавчого комітету Варвинської селищної ради Прилуцького району Чернігівської області від 09 травня 2024 року № 66 тариф на послугу становить:

Вид побутових відходів	Тариф на послугу за видами побутових відходів, гривень за 1 куб. метр чи гривень за 1 тону з ПДВ
1. Змішані відходи	194,84
2. Роздільно зібрані відходи, у тому числі (заповнюється за наявності):	x
паперу, картону	x
скла	x
пластику	x
деревини	x
текстилю	x
металу	x
упаковки	x
біовідходи	x
відходи зелених насаджень	x
відходи електричного та електронного обладнання	x
відходи батарей та акумуляторів	x
небезпечні відходи у складі побутових	x
3. Великогабаритні відходи	x
4. Ремонтні відходи	x

Плата за абонентське обслуговування становить \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ гривень на місяць.

15. Розрахунковим періодом є календарний місяць.

Споживач вносить однією сумою плату виконавцю, яка складається з:

- плати за послугу, що розраховується виходячи з розміру затвердженого тарифу на послугу за видами побутових відходів та обсягу надання послуги, визначених відповідно до законодавства;
- плати за абонентське обслуговування в розмірі, визначеному виконавцем, але не вище граничного розміру, визначеного Кабінетом Міністрів України.

Початок і закінчення розрахункового періоду для розрахунку за платою за абонентське обслуговування завжди збігаються з початком і закінченням календарного місяця відповідно.

16. У разі застосування щомісячної системи оплати послуги споживач здійснює оплату за цим договором не пізніше 20 числа місяця, що настає за розрахунковим, що є граничним строком внесення плати за спожиту послугу.

17. Виконавець формує на підставі норм надання послуги рахунок на оплату послуги та надає споживачеві у строк не пізніше ніж за 10 календарних днів до граничного строку внесення плати за послугу.

Рахунок надається на паперовому носії. На вимогу або за згодою споживача рахунок може надаватися в електронній формі, зокрема за допомогою доступу до електронних систем обліку розрахунків споживачів.

18. За бажанням споживача оплата послуги може здійснюватися шляхом внесення авансових платежів.

Під час здійснення оплати споживач зобов'язаний зазначити розрахунковий період, за який вона здійснюється, та призначення платежу (плата виконавцю, сплата пені, штрафів).

У разі коли споживачем не визначено розрахунковий період або за зазначений споживачем період виникла переплата, виконавець має право зарахувати такий платіж (його частину в розмірі переплати) в рахунок заборгованості споживача за минулі розрахункові періоди в разі її наявності, а в разі відсутності такої заборгованості - в рахунок майбутніх платежів споживача починаючи з найближчих до дати здійснення платежу розрахункових періодів.

Виконавець не має права зараховувати плату за послугу в рахунок погашення пені, нарахованої споживачу, без згоди споживача.

19. У разі коли споживач не повністю вніс плату виконавцю за розрахунковий період, а також коли виконавець здійснює зарахування переплати в рахунок заборгованості за минулі періоди або в рахунок майбутніх платежів споживача, отримані від споживача кошти зараховуються:

- у першу чергу - в рахунок плати за послугу;
- у другу чергу - в рахунок плати за абонентське обслуговування.

20. У разі тимчасової відсутності в житловому приміщенні (іншому об'єкті нерухомого майна) споживача та інших осіб понад 30 календарних днів споживач має право на несплату вартості послуги за такий період за умови подачі виконавцю заяви та документа, що підтверджує таку відсутність:

- довідки про фактичне місце проживання;
- довідки про взяття на облік внутрішньо переміщеної особи;
- довідки, що підтверджує тимчасове перебування в лікувально-профілактичних і санітарно-профілактичних закладах;
- довідки, що підтверджує навчання в іншому місті;
- довідки, що підтверджує проходження військової служби;
- довідки, що підтверджує відбування покарання;
- документів, що підтверджують тимчасове перебування за кордоном.

#### **Відповідальність сторін за порушення договору**

21. Сторони несуть відповідальність за порушення договору відповідно до статті 26 Закону України "Про житлово-комунальні послуги".

22. У разі ненадання або надання послуги не в повному обсязі, зниження її якості споживач викликає виконавця послуги (його представника) для перевірки кількості та/або якості наданої послуги. Виконавець зобов'язаний прибути на виклик споживача у строк не пізніше ніж протягом однієї доби з моменту отримання відповідного повідомлення споживача.

Акт-претензія складається відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2018 р. № 1145 "Про затвердження Порядку проведення перевірки відповідності якості надання деяких комунальних послуг та послуги з управління багатоквартирним будинком параметрам, передбаченим договором про надання відповідних послуг" (Офіційний вісник України, 2019 р., № 4, ст. 133).

23. У разі несвоєчасного здійснення платежів споживач зобов'язаний сплатити пеню в розмірі 0,01 відсотка суми боргу за кожен день прострочення. Загальний розмір сплаченої пені не може перевищувати 100 відсотків загальної суми боргу.

Нарахування пені починається з першого робочого дня, що настає за останнім днем граничного строку внесення плати за послугу.

Пеня не нараховується за умови наявності заборгованості держави за надані населенню пільги та житлові субсидії та/або наявності у споживача заборгованості з оплати праці, підтвердженої належним чином.

У разі ненадання послуги, надання її не в повному обсязі або невідповідної якості виконавець здійснює перерахунок вартості послуги, а також сплачує споживачеві неустойку (штраф) у розмірі 0.01 відсотка середньодобової вартості споживання послуги, визначеної за попередні 12 місяців (якщо попередніх місяців нараховується менш як 12 - за фактичний час споживання послуги), за кожен день ненадання послуги, надання її не в повному обсязі або невідповідної якості (за виключенням нормативних строків проведення аварійно-відновних робіт або періоду, протягом якого відбувалася ліквідація наслідків аварій або усунення виявлених неполадок, пов'язаних з отриманням послуги, що виникли з вини споживача).

Аварійно-відновними роботами є комплекс робіт з ліквідації наслідків аварій, що виникли, а також із запобігання аваріям та аварійним ситуаціям.

У випадку, якщо ціна і загальна сума отриманих послуг включають ПДВ, оплата таких послуг здійснюється за умови, що суму ПДВ зареєстровано в Єдиному реєстрі податкових накладних. Якщо відповідну суму ПДВ не зареєстровано в Єдиному реєстрі податкових накладних, "Споживач" має право здійснити оплату отриманих послуг без суми ПДВ. Споживач зобов'язаний сплатити суму ПДВ після її реєстрації в Єдиному реєстрі податкових накладних.

#### **Порядок і умови внесення змін до договору, зокрема щодо тарифу на послугу**

24. Внесення змін до цього договору здійснюється шляхом укладення сторонами додаткової угоди, якщо інше не передбачено договором.

Якщо протягом 30 днів після отримання додаткової угоди про внесення змін до договору виконавець/споживач, який одержав таку угоду від споживача/виконавця, не повідомив про свою відмову від внесення змін до договору та не надав своїх заперечень або протоколу розбіжностей до нього і при цьому виконавець не припинив надання послуги споживачу (споживач вчинив дії, які засвідчують його волю до продовження отримання послуги від цього виконавця (зокрема здійснив оплату наданої послуги), зміни до договору вважаються внесеними у редакції, запропонованій споживачем/виконавцем, якщо інше не передбачено договором.

Інформування споживача про намір зміни тарифів на послугу за видами побутових відходів здійснюється виконавцем в порядку, затвердженому Мінінфраструктури.

25. У разі прийняття органом місцевого самоврядування рішення про зміну тарифів на послугу за видами побутових відходів виконавець у строк, що не перевищує 15 днів з дати введення їх у дію, повідомляє про це споживачам із зазначенням рішення відповідних органів шляхом розміщення на офіційному веб-сайті виконавця послуги.

У разі зміни тарифів протягом строку дії договору нові тарифи застосовуються з моменту їх введення в дію без внесення додаткових змін до договору.

#### **Форс-мажорні обставини**

26. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або часткове невиконання зобов'язань за цим договором, якщо таке невиконання є наслідком форс-мажорних обставин.

27. Форс-мажорними обставинами є надзвичайні та невідворотні обставини, які виникли в результаті не передбачених сторонами подій, що об'єктивно унеможливають виконання зобов'язань, передбачених умовами договору, обов'язків згідно із законодавчими та іншими нормативними актами, зокрема пожежі, землетруси, повені, зсуви, вибухи, війна або військові дії, страйк, блокада. Доказом настання форс-мажорних обставин є документ Торгово-промислової палати або іншого компетентного органу.

#### **Строк дії договору, порядок і умови продовження його дії та розірвання**

28. Цей договір набуває чинності з моменту його підписання та розповсюджується на відносини між Сторонами, що фактично склалися з **01.06.2025 року** згідно п.3 ст. 631 ЦК України і діє до **31.05.2026 року**, однак, в будь-якому випадку до повного виконання Сторонами зобов'язань за даним Договором.

29. Споживачі, на яких поширюється дія Закону України "Про публічні закупівлі", укладають цей договір з особливостями, передбаченими Бюджетним кодексом України, Законом України "Про публічні закупівлі" та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють сферу державних закупівель, та визначаються сторонами відповідно до додатка до цього договору, який є невід'ємною частиною цього договору.

Для таких споживачів дію цього договору може бути продовжено на строк та на умовах, що передбачені нормами законодавства.

30. Якщо за 30 днів до закінчення строку дії цього договору жодна із сторін не повідомить письмово іншій стороні про відмову від договору, договір вважається продовженим на черговий однорічний строк.

31. Цей договір може бути розірваний у разі прийняття рішення співвласниками щодо зміни моделі договірних відносин відповідно до статті 14 Закону України “Про житлово-комунальні послуги”.

Дія договору припиняється у разі:

закінчення строку, на який його укладено;

прийняття рішення про ліквідацію юридичної особи - споживача (виконавця) або визнання його банкрутом.

Дія договору припиняється шляхом розірвання за:

взаємною згодою сторін;

рішенням суду на вимогу однієї із сторін у разі порушення істотних умов договору другою стороною.

32. Припинення дії цього договору не звільняє сторони від обов'язку виконання зобов'язань, які на дату такого припинення залишилися невиконаними.

33. У разі зміни даних, зазначених у розділі “Реквізити та підписи сторін” цього договору, сторона письмово повідомляє про це іншій стороні у семиденний строк з дати настання змін.

#### **Прикінцеві положення**

34. Спори та розбіжності, що можуть виникнути під час надання послуги, якщо вони не будуть узгоджені шляхом переговорів між сторонами, вирішуються в судовому порядку.

35. Цей договір складено у двох примірниках, які мають однакову юридичну силу, по одному для кожної із сторін.

36. Якщо цим договором, законодавством або письмовою домовленістю сторін не передбачено інше, усі повідомлення, передбачені цим договором, сторони надсилають одна одній засобами зв'язку, зазначеними в розділі “Реквізити і підписи сторін” цього договору.

37. Будь-які відомості, що стали (стануть) відомі Постачальнику про діяльність та систему безпеки Покупця у процесі виконання даного Договору, носять конфіденційний характер.

38. Конфіденційність у розумінні цього Договору означає неприпустимість доведення відповідної інформації до відома третіх осіб без письмової згоди іншої Сторони. Дія цього пункту не поширюється на випадки обов'язкового надання (розголошення) такої інформації відповідно до вимог чинного законодавства України.

39. Сторони зобов'язані не розголошувати конфіденційну інформацію протягом строку дії цього Договору та протягом 3 (трьох) років з дати його припинення.

40. Сторони визнають та підтверджують, що вони проводять політику повної нетерпимості до діянь, предметом яких є неправомірна вигода, в тому числі до корупції, яка передбачає повну заборону неправомірних вигод та здійснення виплат за сприяння або спрощення формальностей у зв'язку з господарською діяльністю, забезпечення більш швидкого вирішення тих чи інших питань. Сторони керуються у своїй діяльності застосовним законодавством і розробленими на його основі політикою та процедурами, спрямованими на боротьбу з діями, предметом яких є неправомірна вигода, і корупція зокрема.

41. Сторони гарантують, що їм самим та їхнім працівникам заборонено пропонувати, давати або обіцяти надати будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо) будь-яким особам (включаючи, серед іншого, службовим особам, уповноваженим особам юридичних осіб, державним службовцям), а також вимагати отримання, приймати або погоджуватися прийняти від будь-якої особи, прямо чи опосередковано, будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо).

#### **Санкційне застереження**

42. Покупець має право в односторонньому порядку відмовитися від виконання своїх зобов'язань за Договором та/або припинити виконання зобов'язань за Договором та/або розірвати Договір у випадках, якщо:

1). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця, та/або акціонера Продавця та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій Ради національної безпеки і оборони України (перелік осіб, щодо яких Радою національної безпеки і оборони України, застосовані персональні спеціальні економічні та інші обмежувальні заходи (санкції) відповідно до Закону України «Про санкції» рішенням, які введені в дію Указами Президента України);

2). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій OFAC Сполучених

Штатів Америки (перелік осіб, до яких застосовано санкції, що визначається The Office of Foreign Assets Control of the US Department of the Treasury);

3). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій інших, ніж OFAC, державних органів США;

4). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій Європейського Союзу (Consolidated list of persons, groups and entities subject to EU financial sanctions);

5). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії (список осіб, включених до Consolidated list of financial sanctions targets in the UK та до List of persons subject to restrictive measures in view of Russia's actions destabilizing the situation in Ukraine, що ведуться UK Office of Financial Sanctions Implementation (OFSI) of the His Majesty's Treasury);

6). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій Ради Безпеки ООН (зведений список санкцій Ради Безпеки Організації Об'єднаних Націй (Consolidated United Nations Security Council Sanctions List), до якого включено фізичних та юридичних осіб, щодо яких застосовано санкційні заходи Ради Безпеки ООН);

7). Продавця та/або прямого чи опосередкованого учасника Продавця, та/або акціонера Продавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Продавця внесено до списку санкцій інших країн та організацій не зазначених вище.

8). До виробника товарів (складових товарів), в тому числі що постачається в межах надання послуг та/або виконання робіт, та/або до країни походження таких товарів (складових товарів) застосовані обмежувальні заходи (санкції), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосовані санкції уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкції, введені в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів (складових товарів).

9). Виконання Договору або виконання окремих його умов суперечитиме дотриманню санкцій, Ради національної безпеки і оборони України та/або санкцій OFAC Сполучених Штатів Америки, та/або санкцій Європейського Союзу, та/або санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії, та/або санкцій Ради Безпеки ООН, та/або санкцій інших країн та організацій.

10). Продавець письмово не повідомив Покупця про зміну керівника Продавця та/або засновника та/або кінцевого бенефіціарного власника (контролера) та/або учасника та/або акціонера, якому належить частка участі в статутному капіталі Продавця понад 10%, у строк протягом 5 (п'ять) робочих днів від дати таких змін.

43. У випадку застосування до виробника товарів (складових товарів) та/або до країни походження товарів обмежувальних заходів (санкцій), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосування санкцій уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкцій, введених в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів, Покупець на власний розсуд та за його вибором:

1). Для товарів, які не було поставлено (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) на момент застосування вище переліченої(их) санкції(й) відмовляється від прийняття таких товарів та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

2). Для товарів, поставка (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) якого відбулася частково на момент застосування однієї або декількох вище переліченої(их) санкції(й):

3). або відмовляється від прийняття всіх товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та повертає вже отриману частину товарів (у разі можливості), та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

4). або відмовляється від прийняття непоставленої частини товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

44. Відмова від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору Покупцем здійснюється шляхом надсилання Продавцю письмового повідомлення (паперова форма чи у формі електронного документу) на адресу (електронну адресу) Продавця не менше, ніж за 5 (п'ять) календарних днів до дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором та/або дати розірвання Договору, із зазначенням дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору у такому повідомленні.

1). Припинення та/або відмова від виконання своїх договірних зобов'язань Покупцем та/або розірвання Договору Покупцем у випадках, передбачених цим розділом Договору, не є порушенням своїх зобов'язань по Договору та не тягне за собою застосування штрафних санкцій до Покупця.

2). У разі, відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору Покупцем, в порядку та на умовах передбачених цим розділом Договору, Продавець зобов'язаний повернути всі суми, отримані Продавцем від Покупця за цим Договором, протягом 10 (десяти) календарних днів з дати відповідної вимоги Покупця про це.

#### Реквізити і підписи сторін

Споживач  
**НАФТОГАЗОВИДОБУВНЕ УПРАВЛІННЯ**  
**«ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»**  
**ПАТ «УКНАФТА»**  
 Юридична адреса: 04053, Україна, Київська обл., м. Київ, пров. Несторівський, буд. 3-5  
 Поштова/фактична адреса: 17500, Україна, Чернігівська обл., м. Прилуки, [REDACTED]  
 Код ЄДРПОУ: 00136573  
 UA273223130000026006000054820  
 АТ «Укрексімбанк» МФО322313  
 Св.пл.ПДВ/витяг з реєстру пл. ПДВ №100332806  
 ПІН: 001353926654  
 Реквізити для податкової накладної:  
 ПАТ «Укрнафта», НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта»,  
 код філії 1006, код ЄДРПОУ: 00135390  
 пров. Несторівський, буд. 3-5, м. Київ, 04053  
 ПАТ «Укрнафта»  
 ІВАН UA953204780000026002924430422  
 в АБ «Укрспецбанк», м. Київ, МФО 320478

В.о. начальника управління



**Віталій БУЛАНЦОВ**

Виконавець  
**КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ГОСПОДАР»**  
**ВАРВИНСЬКОЇ СЕЛИЩНОЇ РАДИ**  
**ЧЕРНІГІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**

Адреса: вул. Шевченка, 18, смт. Варва, Чернігівська обл., 17600  
 Тел.: (04636) 2-11-35, 2-11-34  
 E-mail: kpgospodar1@ukr.net  
 Код ЄДРПОУ: 35074998  
 ПІН: 350749925052  
 Свідоцтво платника ПДВ № 100103863  
 Є платником податку на прибуток на загальних умовах  
 Р/р UA42353530000026007301101965  
 в Філії Чернігівського обласного управління  
 АТ «Ошадбанк», МФО 353553



**Олександр ЛОМАКА**

м. Прилуки

Договір №

01006/2024-20/25-ЛПР

« 04 » 04 2025р.

**ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „УКРНАФТА”,** надалі „Продавець”, в особі, виконуючого обов'язки начальника НГВУ «**ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ**» ПАТ «**Укрнафта**» **Буланцова Віталія Сергійовича**, який діє на підставі Положення про структурну одиницю НГВУ «**ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ**» ПАТ «**Укрнафта**» та Довіреності ПАТ «**УКРНАФТА**» № 1036 від 28.11.2024 року з однієї сторони, та

**ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ГРАНД МЕТАЛ-КР»,** надалі іменоване «**ПОКУПЕЦЬ**», в особі директора **Тихоненко Юлії Валентинівни**, що діє на підставі Статуту, з іншої сторони, разом іменовані надалі «**СТОРОНИ**», уклали цей Договір про нижченаведене:

### 1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ

1.1. Продавець на умовах, передбачених даним Договором, передає, а Покупець приймає і оплачує брутт чорних металів, іменованих надалі «Товар», відповідно до додатків, що є невід'ємною частиною Договору.

### 2. КІЛЬКІСТЬ І ЯКІСТЬ ТОВАРУ

2.1. Номенклатура (кількість одиниць, вага) Товару повинна відповідати умовам додатків, що є невід'ємною частиною Договору.

2.2. Якість Товару повинна відповідати ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні», технічним та іншим умовам, які встановлені до даного виду Товару.

2.3. Невідповідність Товару вимогам по якості є невідповідність Товару вимогам ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні» або наявність у Товарі властивостей (радіаційність, хіміко-, вибухонебезпечність, т.ін.), що йому не характерні за звичайних умов або з перевищення норм, встановлених для даного виду Товару.

### 3. УМОВИ ПОСТАЧАННЯ І ПРИЙМАННЯ ТОВАРУ

3.1. Умови постачання Товару (відповідно до правил ІНКОТЕРМС редакції 2020 року), у тому числі умови передачі Товару, порядок проведення розрахунків, перелік вантажовідправників і вантажоотримувачів, вид металобрухту та його номенклатура вказуються у додатках, що є невід'ємною частиною Договору.

3.2. Датою поставки Товару вважається дата підписання акту прийому-передачі Товару, якщо поставка Товару здійснюється шляхом отримання Товару Покупцем безпосередньо на площах Продавця, в інших випадках – відмітка про передачу Товару перевізнику на товаросупровідних документах. У випадку передачі Товару від Продавця до перевізника з метою його подальшого транспортування Покупець зобов'язаний доручити перевізнику від його імені пересвідчитись у відповідності Товару кількісним та якісним показникам, обумовленим даним Договором та додатками до нього.

3.3. У випадку поставки Товару шляхом передачі придбаного Товару до перевезення залізничним (авто) транспортом, Продавець повідомляє Покупця (вантажоодержувача) про готовність до відвантаження Товару. Після отримання згоди Покупця про готовність до прийняття Товару Продавцем проводиться відвантаження Товару до перевезення.

3.3.1. На вимогу Покупця (вантажоодержувача) Продавець може відвантажувати Товар у присутності повноважних представників Покупця (вантажоодержувача).

3.3.2. Протягом 24 годин після закінчення відвантаження Товару Продавець повідомляє про це Покупця (вантажоодержувача).

3.4. Продавець в залежності від конкретних умов поставки надає на адресу Покупця наступні товаросупроводжувальні документи:

- рахунок-фактура;
- квитанція № 4 про приймання вантажу (залізничний транспорт);
- товаро-транспортна накладна (автотранспорт);
- документи, що засвідчують якість Товару (надаються у випадках передбачених чинним законодавством):

- посвідчення про вибухонебезпечність, хімічну та радіаційну безпечність металобрухту чорних металів;
- акт про походження брухту чорних металів;
- сертифікат якості на вторинні метали.

3.4.1. Після відвантаження Товару Продавець направляє Покупцю наступні документи (в залежності від конкретних умов поставки):

- рахунок-фактуру;
- видаткову накладну;
- податкову накладну;
- копію залізничної накладної.

Відправлення вказаних документів здійснюється засобами електронного зв'язку (електронною поштою) у день відвантаження Товару, а на протязі двох робочих днів після дня відвантаження Товару оригінали цих документів направляються поштовим зв'язком у формі рекомендованого листа.

3.5. У випадку виявлення недостачі, невідповідності якості переданого Товару або будь-якого іншого порушення умов поставки, що дає підстави Покупцю заявити вимогу про відшкодування Продавцем збитків, Покупець зобов'язаний негайно повідомити Продавця про виявлені порушення умов поставки та зупинити приймання Товару. Подальше приймання Товару повинне проводитись за обов'язковою участю уповноваженого представника Продавця.

Порушення Покупцем вимог щодо негайного повідомлення Продавця про виявлені порушення умов поставки та прийняття товару, що не відповідає умовам поставки, за участю уповноваженого представника Продавця позбавляє права Покупця звертатись до Продавця з претензіями щодо порушень умов поставки товару, невідповідності якості та кількості переданого товару .

#### 4. ЦІНА ТОВАРУ І ЗАГАЛЬНА ВАРТІСТЬ ДОГОВОРУ

4.1. Ціна Товару встановлюється в національній валюті України. Ціна Товару вказується у додатках, що є невід'ємною частиною Договору.

4.2. Загальна вартість Договору визначається загальною вартістю Товару на підставі додатків, укладених на виконання даного Договору.

#### 5. УМОВИ ПЛАТЕЖІВ

5.1. Засобом платежів є національна валюта України - гривня.

5.2. Покупець проводить оплату Товару шляхом перерахування коштів на рахунок Продавця, на умовах, зазначених у додатках, укладених на виконання даного Договору.

#### 6. САНКЦІЇ І РЕКЛАМАЦІЇ

6.1. Продавець відповідає за недоліки Товару, якщо Покупець доведе, що вони виникли до передавання товару Покупцеві (перевізнику) або з причин, які існували до цього моменту.

6.1.1. У випадку передачі Товару Покупцю (вантажоодержувача) перевізником (внаслідок транспортування залізничним або автотранспортом) у кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам, Продавець несе відповідальність у випадку, якщо буде доведена його вина у передачі Товару перевізнику в кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам на момент передачі товару до перевезення.

6.2. Реалізація товару проводиться на умовах внесення покупцем забезпечувального платежу в якості забезпечення виконання своїх зобов'язань у розмірі 10% від загальної вартості товару, вказаної в договорі. Внесений забезпечувальний платіж не є оплатою товару і повертається покупцеві після повної оплати товару та вивезення обумовленого договором обсягу товару протягом 20 (двадцяти) календарних днів з дати передачі продавцем останньої партії товару покупцеві. Продавець має право на розірвання договору в односторонньому порядку внаслідок порушення покупцем умов оплати або обсягів та строків вивезення товару, внесений забезпечувальний платіж покупцеві не повертається і переходить у власність продавця як штрафна санкція.

6.3. Сторони домовились, що при реалізації брухту чорних металів, вид 9 (брухту чорних металів з відпрацьованих труб НКТ, бурильних труб) забороняється використання труби для експлуатації та ремонту свердловин, а також подальший продаж, перепродаж третім особам для

використання його за прямим призначенням. У випадку підтвердження такого факту застосовується штраф у розмірі подвійної ціни нової труби відповідного діаметру на момент встановлення такого факту.

6.4. У всіх інших випадках Сторони несуть відповідальність згідно положень чинного законодавства України»

#### 7. ОБСТАВИНИ, ЩО ВИКЛЮЧАЮТЬ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ

7.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за Договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (пожежа, повінь, землетрус, інші стихійні лиха, війна і військові дії, блокада, страйк, дії урядів). Строк виконання зобов'язань відкладається відповідно до часу, на протязі якого будуть діяти такі обставини.

Дія обставин непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

7.2. Сторона, для якої створилася неможливість виконання зобов'язань за Договором, повинна негайно, (але не пізніше 3-х днів після настання дії обставин, обговорених у п. 7.1.) сповістити іншу Сторону про настання або припинення таких обставин.

#### 8. ПОРЯДОК ВИРІШЕННЯ СПОРІВ І РОЗБІЖНОСТЕЙ.

8.1. Спори і розбіжності, що виникли між Сторонами в ході виконання Договору, вирішуються шляхом переговорів.

8.2. У випадках неможливості досягнення згоди шляхом переговорів, спір передається на вирішення господарського суду і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством України і умовами даного Договору.

#### 9. ТЕРМІН ДІЇ ДОГОВОРУ ТА ІНШІ УМОВИ

9.1. Договір набирає сили з дати його підписання Сторонами і діє до 31.12.2025р., але у будь-якому випадку до повного виконання Сторонами своїх зобов'язань. Закінчення терміну дії договору не звільняє Сторони від виконання взятих на себе зобов'язань по даному Договору. Припинення дії Договору до моменту повного виконання Сторонами взятих зобов'язань за Договором, а також припинення дії Договору на вимогу однієї із Сторін дозволяється у випадках передбачених чинним законодавством.

9.2. Додатки до Договору є його невід'ємною частиною, мають переважну силу перед раніше укладеними доповненнями і додатками (або відміняють їх), і вступають у дію, якщо зроблені в письмовій формі, мають порядковий номер, дату прийняття і підписи повноважних представників Сторін, завірені печатками.

9.3. Кредитор, який відступає право вимоги по цьому Договору іншій особі в порядку ст.516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таке відступлення права вимоги з ПАТ «Укрнафта». В разі невиконання вказаної умови договір про відступлення права вимоги вважається недійсним.

9.4. Сторони домовились, що позовна давність за даним договором стосовно оплати, кількості та якості Товару, стягнення неустойки встановлюється тривалістю в три роки.

9.5. При тлумаченні Договору застосовуються Міжнародні правила інтерпретації комерційних термінів ІНКОТЕРМС (редакція 2020 року), якщо інше не оговорено в Договорі, додатках або доповненнях до нього.

9.6. Договір, його зміст, а також додатки до нього є конфіденційними документами і не підлягають розголошенню або використанню Сторонами без згоди іншої Сторони.

9.7. Сторони підтверджують, що Продавець і Покупець за даним Договором є платниками податку на прибуток на загальних умовах відповідно до Податкового кодексу України.

9.8. Взаємовідносини Сторін, не передбачені Договором, регулюються чинним законодавством України.

9.9. Договір заміняє будь-яку угоду по даному предмету, укладену раніше Сторонами в усній або письмовій формі.

9.10. Сторони зобов'язуються письмово повідомляти одна одну у випадку прийняття рішення про ліквідацію, реорганізацію або банкрутство однієї із Сторін у термін не пізніше 3-х календарних

днів із дати прийняття такого рішення. У ті ж терміни Сторони повідомляють одна одну про зміну поштової, юридичної адреси або банківських реквізитів.

9.11. Договір та додатки до нього, підписані та в сканованому вигляді направлені електронною поштою мають юридичну силу і повинні бути підтверджені оригіналом протягом 30 (тридцяти) днів.

9.12. У разі не підтвердження сканованого відтворення підпису на договорі оригіналом протягом 30 (тридцяти) календарних днів, договір вважається таким, що вчинений без дотримання вимог до форми, встановленої законом, внаслідок чого настають правові наслідки, передбачені статтею 218 Цивільного кодексу України, а саме: недійсність цього правочину. В такому випадку визнання договору недійсним в судовому порядку не вимагається.

9.13. Договір складений українською мовою в двох примірниках (по примірнику для кожної зі Сторін), які мають однакову юридичну силу.

## 10. ЮРИДИЧНІ АДРЕСИ І РЕКВІЗИТИ СТОРІН

### ПРОДАВЕЦЬ

**ПАТ «УКРНАФТА»**

**НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»:**

Юридична адреса: 04053, Україна, Київська обл., м. Київ, пров. Несторівський, буд.3-5

Поштова/фактична адреса: 17500, Україна,

Чернігівська обл., м. Прилуки, [REDACTED]  
код за ЄДРПОУ 00136573

св. пл. ПДВ/витяг з реєстру

пл. ПДВ № 100332806

ін. под. № 001353926654

UA273223130000026006000054820

АТ «Укресімбанк» МФО 322313

**Реквізити для податкової накладної**

ПАТ «Укрнафта», НГВУ «Чернігівнафтогаз

«ПАТ «Укрнафта», код філії 1006,

пров. Несторівський, буд. 3-5 м.Київ, 04053

ПАТ "УКРНАФТА" ЄДРПОУ 00135390

ІВАН UA363223130000026000000053407

в АБ «Укресімбанк» МФО 322313

E-mail: Vitalii.Melnykov@ukrnafta.com

За Продавця:



Віталій БУЛАНЦОВ

### ПОКУПЕЦЬ

**ТОВ «ГРАНД МЕТАЛ-КР»**

Юридична адреса: 50000, м. Кривий Ріг  
Дніпропетровської області,

вул. Вахтангова, буд.6Б, оф.201

Код ЄДРПОУ 44433273,

Банківські реквізити

UA50380634000002600529876001

в ПуАТ "АКОРДБАНК", МФО 380634,

UA55334851000000026007190025

в АТ «ПУМБ», МФО 334851

ПІН 444332704821,

Витяг з реєстру платників ПДВ 2204824500028

від 19.05.2022р.



За Покупця:

Юлія ТИХОНЕНКО

Договір № 01006/2803-27/25-ЛПР  
 «12» 05 2025р.

м. Прилуки

**ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО „УКРНАФТА”**, надалі „Продавець”, в особі, виконуючого обов’язки начальника НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «Укрнафта» Буланцова Віталія Сергійовича, який діє на підставі Положення про структурну одиницю НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ» ПАТ «Укрнафта» та Довіреності ПАТ «УКРНАФТА» № 1036 від 28.11.2024 року з однієї сторони, та

**ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ГРАДІСНТ-М»**, надалі іменоване «**ПОКУПЕЦЬ**», в особі директора **Маяровської Ірини Олександрівни**, що діє на підставі Статуту, з іншої сторони, разом іменовані надалі «**СТОРОНИ**», уклали цей Договір про нижченаведене:

### 1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ

1.1. Продавець на умовах, передбачених даним Договором, передає, а Покупець приймає і оплачує брухт чорних металів, іменованій надалі «Товар», відповідно до додатків №1, №2, що є невід’ємною частиною Договору.

### 2. КІЛЬКІСТЬ І ЯКІСТЬ ТОВАРУ

2.1. Номенклатура (кількість одиниць, вага) Товару повинна відповідати умовам додатків, що є невід’ємною частиною Договору.

2.2. Якість Товару повинна відповідати ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні», технічним та іншим умовам, які встановлені до даного виду Товару.

2.3. Невідповідність Товару вимогам по якості є невідповідність Товару вимогам ДСТУ 4121-2022 «Метали чорні вторинні» або наявність у Товарі властивостей (радіаційність, хіміко-, вибухонебезпечність, т.ін.), що йому не характерні за звичайних умов або з перевищення норм, встановлених для даного виду Товару.

### 3. УМОВИ ПОСТАЧАННЯ І ПРИЙМАННЯ ТОВАРУ

3.1. Умови постачання Товару (відповідно до правил ІНКОТЕРМС редакції 2020 року), у тому числі умови передачі Товару, порядок проведення розрахунків, перелік вантажовідправників і вантажоотримувачів, вид металобрухту та його номенклатура вказуються у додатків, що є невід’ємною частиною Договору.

3.2. Датою поставки Товару вважається дата підписання акту прийому-передачі Товару, якщо поставка Товару здійснюється шляхом отримання Товару Покупцем безпосередньо на площах Продавця, в інших випадках – відмітка про передачу Товару перевізнику на товаросупровідних документах. У випадку передачі Товару від Продавця до перевізника з метою його подальшого транспортування Покупець зобов’язаний доручити перевізнику від його імені пересвідчитись у відповідності Товару кількісним та якісним показникам, обумовленим даним Договором та додатками до нього.

3.3. У випадку поставки Товару шляхом передачі придбаного Товару до перевезення залізничним (авто) транспортом, Продавець повідомляє Покупця (вантажоодержувача) про готовність до відвантаження Товару. Після отримання згоди Покупця про готовність до прийняття Товару Продавцем проводиться відвантаження Товару до перевезення.

3.3.1. На вимогу Покупця (вантажоодержувача) Продавець може відвантажувати Товар у присутності повноважних представників Покупця (вантажоодержувача).

3.3.2. Протягом 24 годин після закінчення відвантаження Товару Продавець повідомляє про це Покупця (вантажоодержувача).

3.4. Продавець в залежності від конкретних умов поставки надає на адресу Покупця наступні товаросупроводжувальні документи:

- рахунок-фактура;
- квитанція № 4 про приймання вантажу (залізничний транспорт);
- товаро-транспортна накладна (автотранспорт);
- документи, що засвідчують якість Товару (надаються у випадках передбачених чинним законодавством);
- посвідчення про вибухонебезпечність, хімічну та радіаційну безпечність металобрухту чорних металів;
- акт про походження брухту чорних металів;
- сертифікат якості на вторинні метали.

3.4.1. Після відвантаження Товару Продавець направляє Покупцю наступні документи (в залежності від конкретних умов поставки):

- рахунок-фактуру;
- видаткову накладну;
- копію залізничної накладної.

Відправлення вказаних документів здійснюється засобами електронного зв’язку (електронною поштою) у день відвантаження Товару, а на протязі двох робочих днів після дня відвантаження Товару оригінали цих документів направляються поштовим зв’язком у формі рекомендованого листа.

3.5. У випадку виявлення недостачі, невідповідності якості переданого Товару або будь-якого іншого порушення умов поставки, що дає підстави Покупцю заявити вимогу про відшкодування Продавцем збитків,

Покупець зобов'язаний негайно повідомити Продавця про виявлені порушення умов поставки та зупинити приймання Товару. Подальше приймання Товару повинне проводитись за обов'язковою участю уповноваженого представника Продавця.

Порушення Покупцем вимог щодо негайного повідомлення Продавця про виявлені порушення умов поставки та прийняття товару, що не відповідає умовам поставки, за участю уповноваженого представника Продавця позбавляє права Покупця звертатись до Продавця з претензіями щодо порушень умов поставки товару, невідповідності якості та кількості переданого товару.

#### 4. ЦІНА ТОВАРУ І ЗАГАЛЬНА ВАРТІСТЬ ДОГОВОРУ

4.1. Ціна Товару встановлюється в національній валюті України. Ціна Товару вказується у додатках, що є невід'ємною частиною Договору.

4.2. Загальна вартість Договору визначається загальною вартістю Товару на підставі додатків, укладених на виконання даного Договору.

#### 5. УМОВИ ПЛАТЕЖІВ

5.1. Засобом платежів є національна валюта України - гривня.

5.2. Покупець проводить оплату Товару шляхом перерахування коштів на рахунок Продавця, на умовах, зазначених у додатках, укладених на виконання даного Договору.

#### 6. САНКЦІЇ І РЕКЛАМАЦІЇ

6.1. Продавець відповідає за недоліки Товару, якщо Покупець доведе, що вони виникли до передання товару Покупцеві (перевізнику) або з причин, які існували до цього моменту.

6.1.1. У випадку передачі Товару Покупцю (вантажоодержувача) перевізником (внаслідок транспортування залізничним або автотранспортом) у кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам, Продавець несе відповідальність у випадку, якщо буде доведена його вина у передачі Товару перевізнику в кількості, що не відповідає товарно-супровідним документам на момент передачі товару до перевезення.

6.2. Реалізація товару проводиться на умовах внесення покупцем забезпечувального платежу в якості забезпечення виконання своїх зобов'язань у розмірі 10% від загальної вартості товару, вказаної в договорі. Внесений забезпечувальний платіж не є оплатою товару і повертається покупцеві після повної оплати товару та вивезення обумовленого договором обсягу товару протягом 20 (двадцяти) календарних днів з дати передачі продавцем останньої партії товару покупцеві. Продавець має право на розірвання договору в односторонньому порядку внаслідок порушення покупцем умов оплати або обсягів та строків вивезення товару, внесений забезпечувальний платіж покупцеві не повертається і переходить у власність продавця як штрафна санкція.

6.3. Сторони домовились, що при реалізації брухту чорних металів, вид 9 (брухту чорних металів з відпрацьованих труб НКТ, бурильних труб) забороняється використання труби для експлуатації та ремонту свердловин, а також подальший продаж, перепродаж третім особам для використання його за прямим призначенням. У випадку підтвердження такого факту застосовується штраф у розмірі подвійної ціни нової труби відповідного діаметру на момент встановлення такого факту.

6.4. У всіх інших випадках Сторони несуть відповідальність згідно положень чинного законодавства України»

#### 7. ОБСТАВИНИ, ЩО ВИКЛЮЧАЮТЬ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ

7.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за Договором, якщо це явилось наслідком дії обставин непереборної сили (пожежа, повінь, землетрус, інші стихійні лиха, війна і військові дії, блокада, страйк, дії урядів). Строк виконання зобов'язань відкладається відповідно до часу, на протязі якого будуть діяти такі обставини.

Дія обставин непереборної сили повинна бути підтверджена органами ТПП України або організацією, на яку Урядом покладені обов'язки по ліквідації таких обставин.

7.2. Сторона, для якої створилася неможливість виконання зобов'язань за Договором, повинна негайно, (але не пізніше 3-х днів після настання дії обставин, обговорених у п. 7.1.) сповістити іншу Сторону про настання або припинення таких обставин.

#### 8. ПОРЯДОК ВИРІШЕННЯ СПОРІВ І РОЗБІЖНОСТЕЙ.

8.1. Спорі і розбіжності, що виникли між Сторонами в ході виконання Договору, вирішуються шляхом переговорів.

8.2. У випадках неможливості досягнення згоди шляхом переговорів, спір передається на вирішення господарського суду і розглядається в установленому порядку згідно з чинним законодавством України і умовами даного Договору.

#### 9. ТЕРМІН ДІЇ ДОГОВОРУ ТА ІНШІ УМОВИ

9.1. Договір набирає сили з дати його підписання Сторонами і діє до 31.12.2025р., але у будь-якому випадку до повного виконання Сторонами своїх зобов'язань. Закінчення терміну дії договору не звільняє Сторони від виконання взятих на себе зобов'язань по даному Договору. Припинення дії Договору до моменту повного виконання Сторонами взятих зобов'язань за Договором, а також припинення дії Договору на вимогу однієї із Сторін дозволяється у випадках передбачених чинним законодавством.

9.2. Додатки до Договору є його невід'ємною частиною, мають переважну силу перед раніше укладеними доповненнями і додатками (або відміняють їх), і вступають у дію, якщо зроблені в письмовій формі, мають порядковий номер, дату прийняття і підписи повноважних представників Сторін, завірені печатками.

9.3. Кредитор, який відступає право вимоги по цьому Договору іншій особі в порядку ст.516 Цивільного кодексу України, зобов'язаний узгодити таке відступлення права вимоги з ПАТ «Укрнафта». В разі невиконання вказаної умови договір про відступлення права вимоги вважається недійсним.

9.4. Сторони домовились, що позовна давність за даним договором стосовно оплати, кількості та якості Товару, стягнення неустойки встановлюється тривалістю в три роки.

9.5. При тлумаченні Договору застосовуються Міжнародні правила інтерпретації комерційних термінів ІНКОТЕРМС (редакція 2020 року), якщо інше не оговорено в Договорі, додатках або доповненнях до нього.

9.6. Договір, його зміст, а також додатки до нього є конфіденційними документами і не підлягають розголошенню або використанню Сторонами без згоди іншої Сторони.

9.7. Сторони підтверджують, що Продавець і Покупець за даним Договором є платниками податку на прибуток на загальних умовах відповідно до Податкового кодексу України.

9.8. Взаємовідносини Сторін, не передбачені Договором, регулюються чинним законодавством України.

9.9. Договір заміняє будь-яку угоду по даному предмету, укладену раніше Сторонами в усній або письмовій формі.

9.10. Сторони зобов'язуються письмово повідомляти одна одну у випадку прийняття рішення про ліквідацію, реорганізацію або банкрутство однієї із Сторін у термін не пізніше 3-х календарних днів із дати прийняття такого рішення. У ті ж терміни Сторони повідомляють одна одну про зміну поштової, юридичної адреси або банківських реквізитів.

9.11. Договір та додатки до нього, підписані та в сканованому вигляді направлені електронною поштою мають юридичну силу і повинні бути підтверджені оригіналом протягом 30 (тридцяти) днів.

9.12. У разі не підтвердження сканованого відтворення підпису на договорі оригіналом протягом 30 (тридцяти) календарних днів, договір вважається таким, що вчинений без дотримання вимог до форми, встановленої законом, внаслідок чого настають правові наслідки, передбачені статтею 218 Цивільного кодексу України, а саме: недійсність цього правочину. В такому випадку визнання договору недійсним в судовому порядку не вимагається.

9.13. Договір складений українською мовою в двох примірниках (по примірнику для кожної зі Сторін), які мають однакову юридичну силу.

## 10. КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ

10.1. Сторони домовились, що для цілей цього Договору "конфіденційна інформація" означає будь-які дані або інформацію (що не є публічною (загальнодоступною) інформацією, що впливає або пов'язана з цим Договором, включаючи існування цього Договору, будь-яку інформацію, якою Сторони обмінялись або яку будь-яка Сторона отримала відповідно до та/або у зв'язку з цим Договором, а також інформація, яку будь-яка зі Сторін вважає конфіденційною, про що повідомляє іншу Сторону.

10.2. Сторони зобов'язуються зберігати конфіденційність та не розкривати і не розголошувати конфіденційну інформацію, за виключенням попередньої письмової згоди іншої Сторони, а також випадків, коли конфіденційна інформація підлягає розкриттю відповідно до закону, а також для виконання цього Договору.

10.3. Сторони погоджуються, що в разі порушення цього положення про конфіденційність однією зі Сторін, інша Сторона матиме право на вжиття заходів забезпечення з метою припинення розголошення та/або розкриття будь-якої конфіденційної інформації. Крім заходів забезпечення така Сторона має право на інші способи захисту свого порушеного права, а також на відшкодування витрат, включаючи послуги адвоката (які мають бути співрозмірними з огляду на розумну необхідність судових витрат), яких така Сторона зазнала в рамках провадження щодо порушення цього положення.

10.4. Сторони також погоджуються, що в разі порушення цього положення про конфіденційність однією зі Сторін, інша Сторона матиме право на відшкодування збитків.

## 11. АНТИКОРУПЦІЙНЕ ЗАСТЕРЕЖЕННЯ

11.1. Сторони визнають та підтверджують, що вони проводять політику повної нетерпимості до діянь, предметом яких є неправомірна вигода, в тому числі до корупції, яка передбачає повну заборону неправомірних вигод та здійснення виплат за сприяння або спрощення формальностей у зв'язку з господарською діяльністю, забезпечення більш швидкого вирішення тих чи інших питань. Сторони керуються у своїй діяльності чинним законодавством України і розробленими на його основі політикою та процедурами, спрямованими на боротьбу з діяннями, предметом яких є неправомірна вигода, і корупція зокрема.

11.2. Сторони гарантують, що їм самим та їхнім працівникам заборонено пропонувати, давати або обіцяти надати будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо) будь-яким особам (включаючи, серед іншого, службовим особам, уповноваженим особам юридичних осіб, державним службовцям), а також вимагати отримання, приймати або погоджуватися прийняти від будь-якої особи, прямо чи опосередковано, будь-яку неправомірну вигоду (грошові кошти, цінні подарунки тощо).

## 12. САНКЦІЙНЕ ЗАСТЕРЕЖЕННЯ

12.1. Продавець має право в односторонньому порядку відмовитися від виконання своїх зобов'язань за Договором та/або припинити виконання зобов'язань за Договором, та/або розірвати Договір у випадках, якщо:

12.1.1. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій Ради національної безпеки і оборони України (перелік осіб, щодо яких Радою національної безпеки і оборони України, застосовані персональні спеціальні економічні та інші обмежувальні заходи (санкції) відповідно до Закону України «Про санкції» рішенням, які введені в дію Указами Президента України);

12.1.2. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій OFAC Сполучених Штатів Америки (перелік осіб, до яких застосовано санкції, що визначається The Office of Foreign Assets Control of the US Department of the Treasury);

12.1.3. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Виконавця внесено до списку санкцій інших, ніж OFAC, державних органів США;

12.1.4. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій Європейського Союзу (Consolidated list of persons, groups and entities subject to EU financial sanctions);

12.1.5. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Виконавця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії (список осіб, включених до Consolidated list of financial sanctions targets in the UK та до List of persons subject to restrictive measures in view of Russia's actions destabilizing the situation in Ukraine, що ведуться UK Office of Financial Sanctions Implementation (OFSI) of the His Majesty's Treasury);

12.1.6. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій Ради Безпеки ООН (зведений список санкцій Ради Безпеки Організації Об'єднаних Націй (Consolidated United Nations Security Council Sanctions List), до якого включено фізичних та юридичних осіб, щодо яких застосовано санкційні заходи Ради Безпеки ООН);

12.1.7. Покупець та/або прямого чи опосередкованого учасника Покупця, та/або акціонера Покупця, та/або кінцевого бенефіціарного власника Покупця внесено до списку санкцій інших країн та організацій не зазначених вище.

12.1.8. До виробника товарів (складових товарів), в тому числі що постачається в межах надання послуг та/або виконання робіт, та/або до країни походження таких товарів (складових таких товарів) застосовані обмежувальні заходи (санкції), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосовані санкції уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкції, введені в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів (складових товарів).

12.1.9. Покупець Договору або виконання окремих його умов суперечитиме дотриманню санкцій, Ради національної безпеки і оборони України та/або санкцій OFAC Сполучених Штатів Америки, та/або санкцій Європейського Союзу, та/або санкцій His Majesty's Treasury Великої Британії, та/або санкцій Ради Безпеки ООН, та/або санкцій інших країн та організацій.

12.1.10. Покупець письмово не повідомив Продавця про зміну керівника Покупця, та/або засновника та/або кінцевого бенефіціарного власника (контролера) та/або учасника та/або акціонера, якому належить частка участі в статутному капіталі Покупця понад 10%, у строк протягом 5 (п'ять) робочих днів від дати таких змін.

12.2. У випадку застосування до виробника товарів (складових товарів) та/або до країни походження товарів обмежувальних заходів (санкцій), відповідно Закону України «Про санкції» та/або застосування санкцій уповноваженими міжнародними організаціями: ООН, Європейського союзу, та/або санкцій, введених в дію уповноваженими на те органами влади Сполучених Штатів Америки, Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Канади, інших країн та організацій, що забороняють або обмежують діяльність виробника товарів (складових товарів) та/або щодо країни походження товарів Покупець на власний розсуд та за його вибором:

12.2.1 Для товарів, які не було поставлено (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) на момент застосування вище переліченої(их) санкції(й) відмовляється від прийняття таких товарів та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

12.2.2. Для товарів, поставка (в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт) якого відбулася частково на момент застосування однієї або декількох вище переліченої(их) санкції(й):

1) або відмовляється від прийняття всіх товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та повертає вже отриману частину товарів (у разі можливості), та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

2) або відмовляється від прийняття непоставленої частини товарів, в тому числі в межах надання послуг та/або виконання робіт, та достроково розриває цей Договір в односторонньому порядку згідно з умовами цього розділу Договору.

12.3. Відмова від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором та/або розірвання Договору Продавцем здійснюється шляхом надсилання Покупцю письмового повідомлення (в тому числі у формі електронного документу) на адресу (електронну адресу) Покупця не менше, ніж за 5 (п'ять) календарних днів до дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором, та/або дати розірвання Договору, із зазначенням дати відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або дати припинення виконання зобов'язань за Договором, та/або розірвання Договору у такому повідомленні.

12.4. Припинення та/або відмова від виконання своїх договірних зобов'язань Продавцем та/або розірвання Договору Продавцем у випадках, передбачених цим розділом Договору, не є порушенням своїх зобов'язань за Договором, та не тягне за собою застосування штрафних санкцій до Продавця.

13.5. У разі, відмови від виконання зобов'язань за Договором та/або припинення виконання зобов'язань за Договором, та/або розірвання Договору Продавцем, в порядку та на умовах передбачених цим розділом Договору, Покупець зобов'язаний повернути всі суми, отримані Покупцем від Продавця за цим Договором, протягом 10 (десяти) календарних днів з дати відповідної вимоги Продавця про це.

### 13. ДОДАТКИ ДО ДОГОВОРУ

13.1. До цього Договору додається і становить його невід'ємну частину:

13.1.1. Додаток №1 Специфікація.

13.1.2. Додаток № 2 КОРПОРАТИВНИЙ СТАНДАРТ «ЗОЛОТІ ПРАВИЛА БЕЗПЕЧНОГО ВИКОНАННЯ РОБІТ ПАТ «УКРНАФТА»

### 14. ЮРИДИЧНІ АДРЕСИ І РЕКВІЗИТИ СТОРІН

#### ПРОДАВЕЦЬ

**ПАТ «УКРНАФТА»**  
**НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»:**  
 Юридична адреса: 04053, Україна, Київська обл., м. Київ, пров. Несторівський, буд.3-5  
 Поштова/фактична адреса: 17500, Україна, Чернігівська обл., м. Прилуки, [REDACTED]  
 код за ЄДРПОУ 00136573  
 св. пл. ПДВ/витяг з реєстру  
 пл. ПДВ № 100332806  
 ін. под. № 001353926654  
 UA273223130000026006000054820  
 АТ «Укрексімбанк» МФО 322313  
**Реквізити для податкової накладної**  
 ПАТ «Укрнафта», НГВУ «Чернігівнафтогаз»  
 «ПАТ «Укрнафта», код філії 1006,  
 пров. Несторівський, буд. 3-5 м.Київ, 04053  
 ПАТ "УКРНАФТА" ЄДРПОУ 00135390  
 ІВАН UA36322313000002600000053407  
 в АБ «Укрексімбанк» МФО 322313  
 E-mail: Vitalii.Melnykov@ukrnafta.com

За Продавця:

Віталій БУЛАНЦОВ



#### ПОКУПЕЦЬ

**Товариство з обмеженою відповідальністю**  
**«Градисит-М»**

Юридична адреса: 40004, м. Суми,  
 вул. Британська, б. 49  
 Поштова адреса: 40003, м. Суми,  
 вул. Привокзальна, 5, а/с 719  
 Код ЄДРПОУ 40138576,  
 Банківські реквізити  
 UA723052990000026004015207596 в ПАТ КБ  
 «Приватбанк», МФО 305299;  
 ІПН 401385718199  
 тел. 096 973 5711

За Покупця:

Ірина МАЯРОВСЬКА

